



छत्तीसगढ़ राजपत्र

(असाधारण) प्राधिकार से प्रकाशित

क्रमांक 759]

रायपुर, शनिवार, दिनांक 31 दिसम्बर 2022 — पौष 10, शक 1944

ऊर्जा विभाग

मंत्रालय, महानदी भवन, नवा रायपुर अटल नगर

छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग सिंचाई कॉलोनी, शांति नगर, रायपुर

रायपुर, दिनांक 20 दिसम्बर 2022

अधिसूचना

छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग (नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों पर आधारित संयंत्रों द्वारा उत्पादित विद्युत हेतु उत्पादन टैरिफ के निर्धारण और संबंधित विषयवस्तु की निबंधन एवं शर्तें) विनियम, 2022

क्र. 95/छ.रा.वि.नि.आ./2022.— भारत सरकार, पर्यावरण हितैषी होने के कारण ऊर्जा के नवीकरणीय स्रोतों को विकसित करने पर बल दे रही है। विद्युत अधिनियम, 2003 में भी भारत सरकार द्वारा इस बारे में नीति निर्धारित करने का प्रावधान किया गया है एवं ऊर्जा के नवीकरणीय स्रोतों को अपने क्षेत्राधिकार में प्रोत्साहित करने हेतु राज्य विद्युत नियामक आयोगों को निर्देशित किया गया है।

केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग द्वारा के.वि.नि.आ.(नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से टैरिफ निर्धारण की दशएं और शर्तें) विनियम, 2020 अधिसूचित किया गया है, जिसके अंतर्गत विभिन्न नवीकरणीय ऊर्जा तकनीकों सहित बायोगैस आधारित विद्युत परियोजना, नगर पालिका अपशिष्ट से ऊर्जा (नगर पालिका ठोस अपशिष्ट और कचरा निष्पादन ईंधन) के लिए टैरिफ के निर्धारण संबंधी पहलुओं की चर्चा की गई है। यद्यपि ये विनियम विद्युत अधिनियम, 2003 की धारा 61 के अधीन केन्द्रीय क्षेत्र की और अंतर्राज्यीय उत्पादन परियोजनाओं पर प्रयोज्य हैं, तथापि इन्हें नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से विद्युत उत्पादन से संबंधित विषयों को लेकर राज्य विद्युत नियामक आयोगों के लिए मार्गदर्शी कारक के तौर पर विचार में लिया जा सकता है।

पवन ऊर्जा तकनीक केन्द्र (CWET)/ राष्ट्रीय पवन ऊर्जा संस्थान (NIWE) के साथ ही क्रेडा ने छत्तीसगढ़ राज्य में कतिपय ऐसे स्थलों को चिन्हित किया है, जिनकी पवन ऊर्जा क्षमताओं का दोहन, विद्युत उत्पादन के लिए किया जा सकता है, इसके लिए इस क्षेत्र में निवेशकों को आकर्षित करने के लिए उन्हें समुचित प्रतिफल देना आवश्यक होगा।

भारत ने वर्ष 2070 तक कार्बन उत्सर्जन शून्य करने का लक्ष्य रखा है। अभी हाल ही में ग्लासगो में हुए सीओपी-26 में भारत ने गैर जीवाश्म ईंधन आधारित स्रोतों से विद्युत उत्पादन के अपने लक्ष्य को बढ़ाकर 2030 तक 500 गीगावॉट किया है और इस तरह 2030 तक खपत की जाने वाले कुल ऊर्जा का लगभग 50 प्रतिशत नवीकरणीय स्रोतों से प्राप्त होने की उम्मीद है। चूंकि भारत जीवाश्म ईंधन से गैर जीवाश्म ईंधन आधारित ऊर्जा प्रणाली की ओर बढ़ रहा है और उसने ग्रीन हाउस गैस/कार्बन डाई आक्साइड गैस उत्सर्जन को 2030 तक एक बिलियन टन तक कम करने का लक्ष्य निर्धारित किया है, उसे 500 गीगावॉट गैर जीवाश्म ईंधन की क्षमता स्थापित करने को प्रोत्साहित करने की आवश्यकता है, जिसमें से 450 मेगावॉट नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से प्राप्त हो। इस प्रतिबद्धता को ध्यान में रखते हुए केन्द्र सरकार महंगी ताप विद्युत के साथ अपेक्षाकृत सस्ती नवीकरणीय ऊर्जा का संयोजन करते हुए विविध योजनाएं और प्रणालियाँ प्रारंभ कर रही है ताकि ऊर्जा के अंतरण को प्रोत्साहन मिल सके और लाभार्थी वितरण कंपनी नवीकरणीय क्रय दायित्व न्यूनतम लागत पर पूरा करने में सक्षम हो सके।

उपर्युक्त को दृष्टिगत रखते हुए और विद्युत अधिनियम, 2003 (क्रमांक 36, सन् 2003) की धारा 61, 86 सहपठित 181 में निहित शक्तियों और इस संबंध में अन्य समस्त समर्थकारी शक्तियों के अनुसरण में छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक (आयोग) एतद्वारा नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के लिए, वितरण अनुज्ञप्तिधारियों को विद्युत विक्रय के निमित्त टैरिफ की शर्तें और दशाएं विनिर्दिष्ट करते हुए निम्नांकित विनियम बनाता है।

1. संक्षिप्त नाम तथा प्रारंभ—

- 1.1 ये विनियम छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग (नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों पर आधारित संयंत्रों द्वारा उत्पादित विद्युत हेतु उत्पादन टैरिफ के निर्धारण और संबंधित विषयवस्तु की निबंधन एवं शर्तों) विनियम, 2022 कहलाएंगे;
- 1.2 ये विनियम, 01 अप्रैल, 2022 से लागू होंगे और लागू होने की तिथि से तीन वर्ष की अवधि तक प्रभावशील रहेंगे।
- 1.3 ये विनियम, सम्पूर्ण छत्तीसगढ़ राज्य में विस्तारित होंगे और राज्य में स्थापित नवीकरणीय ऊर्जा आधारित उत्पादन केन्द्रों पर प्रयोज्य होंगे।

2. परिभाषाएं और निर्वचन—

- 2.1 जब तक संदर्भ में अन्यथा अपेक्षित न हो, इन विनियमों में:—

- क. 'अधिनियम' से अभिप्रेत है, समय-समय पर यथासंशोधित विद्युत अधिनियम, 2003 (वर्ष 2003 का क्रमांक 36);
- ख. 'सहायक ऊर्जा खपत' अथवा 'AUX' उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में किसी काल खण्ड के संबंध में, से अभिप्रेत है, विद्युत उत्पादन केन्द्र के सहायक उपकरणों द्वारा खपत और उत्पादन केन्द्र के अंतर्गत पारेषण में हानि पर व्यय की गई ऊर्जा की मात्रा और उसे उत्पादन केन्द्र की सभी इकाइयों के विद्युत उत्पादकों (जनरेटर) के टर्मिनल पर उत्पादित सकल ऊर्जा, संयुक्त (कंबाईंड) अथवा पृथक, के प्रतिशत के रूप में अभिव्यक्त किया जाएगा;
- ग. 'बायोगैस' से अभिप्रेत है, कार्बनिक पदार्थ जैसे फसलों का अपशिष्ट, मल, गोबर, कुक्कुट अपशिष्ट और खाद के किण्वन द्वारा किसी ऑक्सिजन मुक्त वातावरण में उत्पन्न होने वाली गैस।
- घ. 'बायोमास' से अभिप्रेत है, कृषक और वानिकी संचालनों (उदाहरणार्थ, तिनके और डंठल) अथवा कृषि उत्पाद के प्रसंस्करण में उप-उत्पाद के रूप में उत्पादित (उदाहरणार्थ, भूँसी, छिले, वितेलित केक, आदि) समर्पित ऊर्जा वृक्षारोपणों अथवा जंगली झाड़ियों/खरपतवारों से प्राप्त लकड़ी; और कतिपय आद्यौगिक संचालनों से उत्पादित अनुपयोगी काष्ठ अथवा समय-समय पर नवीन ओर नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय द्वारा यथाविनिर्दिष्ट अपशिष्ट पदार्थ;
- ड. 'क्षमता उपयोगिता कारक' "Capacity Utilization Factor" अथवा "सी.यू.एफ. अथवा संयंत्र भार कारक" "Plant Load Factor अथवा 'पी.एल.एफ.'" एक निश्चित कालखण्ड के लिए, से अभिप्रेत है उक्त कालखण्ड के संदर्भ में स्थापित क्षमता के प्रतिशत के रूप में अभिव्यक्त बाह्य प्रेषित विद्युत जिसकी संगणना निम्नांकित सूत्र द्वारा की जायेगी;

$$\text{सी.यू.एफ.} = \frac{\text{संदर्भित कालखंड में सकल उत्पादन} \times 100}{\text{स्थापित क्षमता} \times \text{संदर्भित कालखंड के दौरान कुल घंटे (बंद घंटों सहित)}}$$

- च "पूँजी लागत" से अभिप्रेत है, विनियम 12, 25, 28, 34, 46, 54, 59, 65 और 74 में संबंधित नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत के लिए यथापरिभाषित लागत;
- छ "सी.ई.आर.सी." से अभिप्रेत है, केन्द्रीय विद्युत नियामक आयोग;
- ज "आयोग" से अभिप्रेत है, छत्तीसगढ़ राज्य विद्युत नियामक आयोग;
- झ "प्रवर्तन में लाना" (कमीशनिंग) से अभिप्रेत है, उत्पादन संयंत्र के प्रणालियों और घटकों की जाँच और संचालन, जैसी कि उत्पादन संयंत्र के सफल तुल्यकालन (सिंक्रोनाइजेशन) के लिए आवश्यक हो। प्रवर्तन में लाने की प्रक्रिया न केवल नई परियोजनाओं पर लागू की जा सकेगी अपितु विस्तार, नवीनीकरण अथवा सुधार के चलते मौजूदा इकाईयों और प्रणालियों पर भी प्रयुक्त की जा सकेगी;
- ञ. "अंतिम दिनांक" "**Cutoff Date**" से अभिप्रेत है, परियोजना के वाणिज्यिक संचालन के एक वर्ष के समापन वर्ष के मार्च माह की 31वीं दिनांक और किसी वर्ष की अंतिम तिमाही में संचालन में घोषित हुई परियोजना के प्रकरण में अंतिम दिनांक वाणिज्यिक संचालन में आने के एक वर्ष उपरांत समापन वर्ष की 31 वीं मार्च;
- ट "नियंत्रण अवधि अथवा पुनरीक्षण अवधि" से अभिप्रेत है वह अवधि जिसके दौरान इन विनियमों में विनिर्दिष्ट टैरिफ निर्धारण के मानदण्ड वैध बने रहेंगे;
- ठ "वाणिज्यिक परिचालन की दिनांक" अथवा "सी.ओ.डी." से अभिप्रेत है—
- (i) विद्युत उत्पादन ईकाई के संबंध में विद्युत उत्पादक द्वारा हितग्राही को सूचित करके रूपांकित दशा में (अनियंत्रणीय प्रतिमानकों में परिवर्तनों को विचार में लाने के उपरांत) अधिकतम निरंतर दर (एम.सी.आर.) अथवा सफल परीक्षण द्वारा स्थापित क्षमता (आई.सी.) का प्रदर्शन करने के उपरांत घोषित दिनांक।
 - (ii) विद्युत उत्पादन स्टेशन के संबंध में उपरोक्त कंडिका (i) के अनुसार, विद्युत उत्पादन स्टेशन की अंतिम ईकाई अथवा खंड (ब्लॉक) के वाणिज्यिक संचालन की दिनांक;
- ड "वित्तीय वर्ष" से अभिप्रेत है, किसी कलैण्डर वर्ष की अप्रैल प्रथम दिनांक से प्रारंभ होकर और परवर्ति कलैण्डर वर्ष की 31 वीं मार्च को समाप्त होने वाली अवधि;
- ढ "फर्म विद्युत" से अभिप्रेत है, परियोजना की वाणिज्यिक संचालन की तिथि से और उसके उपरांत प्रदाय की गई विद्युत;
- ण "सकल(ग्रॉस) कैलोरी मूल्य" अथवा "जी.सी.वी." उत्पादन स्टेशन में उपयोग किए गए ईंधन के संबंध में अभिप्रेत है, एक किलोग्राम ठोस ईंधन से अथवा एक लीटर द्रव ईंधन अथवा एक मानक घन मीटर गैस ईंधन, जैसी भी स्थिति हो, के पूर्णतः दहन से उत्पन्न होने वाली ऊष्मा जिसे किलो कैलोरी में मापा गया है;
- त "सकल स्टेशन ऊष्मा दर" अथवा "जी.एस.एच.आर." से अभिप्रेत है, विद्युत जनरेटर के टर्मिनल पर एक किलोवाट प्रति घंटा विद्युत ऊर्जा की मात्रा के उत्पादन हेतु आवश्यक ऊष्मीय ऊर्जा की किलो कैलोरी में मापी गई मात्रा ;
- थ "संकर सौर ताप विद्युत संयंत्र" "**Hybrid Solar Thermal Power Plants**" से अभिप्रेत है, ऐसा सौर तापीय विद्युत संयंत्र, जो विद्युत उत्पादन के लिए सौर ऊर्जा के साथ-साथ नवीकरणीय ऊर्जा आगम स्रोतों का उपयोग करता है, और जिसमें सौर ऊर्जा घटक से 75 प्रतिशत से अन्यून विद्युत का उत्पादन होता है;

- द "इनफर्म पावर" से अभिप्रेत है, विद्युत उत्पादन स्टेशन/इकाई द्वारा वाणिज्यिक संचालन की दिनांक की घोषणा से पूर्व उत्पादित विद्युत;
- घ. "स्थापित क्षमता" अथवा "आई.सी." से अभिप्रेत है, विद्युत उत्पादन स्टेशन की सभी इकाईयों की नाम-पट्टिकाओं पर अंकित क्षमताओं का योग अथवा विद्युत उत्पादन स्टेशन की क्षमता (जनरेटर टर्मिनल पर आंकलित) ;
- सौर पी.व्ही. विद्युत परियोजनाओं और तैरती (फ्लोटिंग) सौर ऊर्जा परियोजनाओं के मामलों में स्थापित क्षमता से तात्पर्य परियोजना के इन्वर्टर की नाम पट्टिकाओं में अंकित क्षमताओं (प्रत्यावर्ती धारा की शक्ति का अंकित मूल्य) का योग।
- न "अंतर्संयोजन बिन्दु" से अभिप्रेत है, यथास्थिति नवीकरणीय विद्युत उत्पादन सुविधा से यथास्थिति पारेषण प्रणाली अथवा वितरण प्रणाली का अंतर्संयोजन बिन्दु:-
- i. पवन ऊर्जा परियोजनाओं और सौर फोटोवोल्टिक परियोजनाओं के संबंध में, अंतर्संयोजन बिन्दु पूलिंग उपकेन्द्र (Pooling Substation) के आऊटगोइंग फीडर के एच.व्ही. साईड पर लाईन आईसोलेटर होगा;
 - ii. लघु जल विद्युत, बायोमास विद्युत और गैर जीवाश्म ईंधन आधारित सह उत्पादन विद्युत परियोजनाओं और सौर तापीय विद्युत परियोजना के संबंध में अंतर्संयोजन बिन्दु उत्पादन ट्रांसफार्मर की आऊटगोइंग फीडर के एच.व्ही. साईड पर लाईन आईसोलेटर होगा;
- प "अनुज्ञप्तिधारी" से अभिप्रेत है, राज्य में संचालनरत् कोई वितरण अनुज्ञप्तिधारी;
- फ एम.एन.आर.ई. से अभिप्रेत है, नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय, भारत सरकार;
- ब "अधिकतम निरंतर रेटिंग" अथवा 'एम.सी.आर.' नवीकरणीय ऊर्जा पर आधारित ताप उत्पादन केन्द्र की किसी इकाई के संबंध में अभिप्रेत है, नियत पैरामीटरों पर संयंत्र निर्माता द्वारा आशवासित, उत्पादक (जनरेटर) की छोर पर अधिकतम निरंतर उत्पादन;
- भ "नगरपालिका ठोस अपशिष्ट (MSW)" से अभिप्रेत है, और उसमें सम्मिलित है किसी नगर पालिक या अधिसूचित क्षेत्र में वाणिज्यिक और रहवासी अपशिष्ट, चाहे वे ठोस अथवा अर्द्धठोस रूप में हो जिसमें औद्योगिक खतरनाक अपशिष्ट सम्मिलित नहीं हैं परन्तु उपचारित बायोमेडिकल अपशिष्ट सम्मिलित है;
- म "लघु/सूक्ष्म जलीय" से अभिप्रेत है, ऐसी जल विद्युत परियोजनाएं जिनकी स्टेशन क्षमता सूक्ष्म जलीय विद्युत संयंत्रों के लिए 100 वॉट तक है और लघु जलीय के लिए 101 वॉट से 2 मेगावॉट तक है;
- य "नॉन फर्म विद्युत" से अभिप्रेत है, नवीकरणीय स्रोतों से उत्पादित विद्युत, जिसका घंटे दर घंटे परिवर्तन, धूप, बादल, पवन, आदि प्राकृतिक लक्षणों पर आश्रित है, जिसका शुद्ध पूर्वानुमान नहीं लगाया जा सकता;
- र. "गैर जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन" से अभिप्रेत है, ऐसी प्रक्रिया जिसमें बायोमास के उपयोग से एक ही समय पर एक से अधिक प्रकार की ऊर्जा (जैसे-वाष्प और विद्युत) उत्पन्न की जाती है। बशर्ते की ऐसी परियोजना विनियम 4.4 में विनिर्दिष्ट पात्रता मानदण्डों पर सह-उत्पादन परियोजना के रूप में अर्हता प्राप्त हो;
- ल "परियोजना/संयंत्र" से अभिप्रेत है, निकासी प्रणाली को सम्मिलित करते हुए अंतर्संयोजन बिन्दु तक कोई उत्पादन केन्द्र, और लघु जल विद्युत उत्पादन केन्द्र के प्रकरण में इसमें सम्मिलित हैं, यथास्थिति उत्पादन सुविधा के समस्त घटक जैसे- बांध, आगम जल, परिचालक प्रणाली, विद्युत उत्पादन केन्द्र और उस स्कीम की समस्त उत्पादन इकाईयां, जैसी कि विद्युत उत्पादन हेतु विभाजित की गई हों:-

- व "कचरा निष्पन्न ईंधन (RDF)" से अभिप्रेत है, क्लोरीनिकृत प्लास्टिक को छोड़कर समग्र दहन योग्य ठोस अपशिष्ट का भाग जिसे ठोस अपशिष्ट को सुखाकर, तोड़कर, टुकड़ेकर, निर्जलीकरण और ठोसकरण से निर्मित गोली (पैलेट) अथवा फुज्जी (प्लफ) के रूप में दहन योग्य घटक बनाया गया है;
- ष "नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत संयंत्र" से अभिप्रेत है, पारंपरिक विद्युत संयंत्रों से भिन्न, ग्रिड गुणवत्ता का विद्युत उत्पादन करने वाले ऐसे नवीकरणीय ऊर्जा के विद्युत संयंत्र जिन्हें नवीन और नवीनकरणीय ऊर्जा मंत्रालय द्वारा अनुमोदित किया जाये;
- श "नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत" से अभिप्रेत है, नवीकरणीय स्रोत जैसे लघु जल, पवन, सौर, जिसमें इनके समेकित चक्र का एकीकरण सम्मिलित है, बायोमास, जैव ईंधन सह-उत्पादन, नगरीय अथवा नगर पालिक अपशिष्ट और ऐसे अन्य स्रोत जिन्हें नवीनकरणीय ऊर्जा मंत्रालय द्वारा अनुमोदित किया जाये;
- स "अनुसूचित उत्पादन" से अभिप्रेत है, विद्युत उत्पादनकर्ता एवं अनुज्ञप्तिधारी के मध्य अनुबंधित किसी समय पर अथवा किसी कालखंड अथवा समय-अंतराल के लिए अंतर्संयोजन बिन्दु में उत्पादन की अनुसूचित मात्रा मेगावाट अथवा मिलियन यूनिटों में;
- ह. "लघु जल परियोजना" से अभिप्रेत है, किसी एक स्थान पर 2 मेगावाट से अधिक और 25 मेगावाट तक (25 मेगावाट की क्षमता सहित) की स्थापित क्षमता वाली जल विद्युत परियोजना या भारत सरकार द्वारा समय-समय पर यथा परिभाषित लघु जल विद्युत परियोजना।
- क्ष "सौर पी.व्ही. विद्युत" से अभिप्रेत है, ऐसे सौर फोटोवोल्टिक विद्युत परियोजना जो सूर्य के प्रकाश को फोटोवोल्टिक-तकनीक से सीधे विद्युत में परिवर्तित करते हैं;
- त्र "सौर तापीय विद्युत" से अभिप्रेत है, ऐसी सौर तापीय विद्युत परियोजना जो सूर्य के प्रकाश को सीधे विद्युत में परिवर्तित करने के लिए या तो लाईन फोकस अथवा बिन्दु फोकस सिद्धांत पर आधारित सांद्र सौर विद्युत तकनीक का उपयोग करते हैं;
- ज्ञ "राज्य" से अभिप्रेत है, छत्तीसगढ़ राज्य;
- कक "टैरिफ अवधि" से अभिप्रेत है, वह अवधि जिसके लिए आयोग द्वारा इन विनियमों के अधीन विनिर्दिष्ट मानदण्डों के आधार पर टैरिफ का निर्धारण किया जाना है;
- खख "उपयोगी जीवनकाल" निकासी प्रणाली को सम्मिलित करते हुए किसी उत्पादन केन्द्र की किसी इकाई के संबंध में, से अभिप्रेत है, ऐसी उत्पादन सुविधा के वाणिज्यिक संचालन की दिनांक से निम्नांकित अवधि, अर्थात्;
- | | |
|--|---------|
| i. पवन ऊर्जा विद्युत परियोजना— | 25 वर्ष |
| ii. लघु जल विद्युत संयंत्र— | 40 वर्ष |
| iii. बायोमास विद्युत संयंत्र— | 25 वर्ष |
| iv. गैर जीवाश्म ईंधन (Non-fossil) सह-उत्पादन— | 25 वर्ष |
| v. सौर पी.व्ही./सौर तापीय विद्युत संयंत्र— | 25 वर्ष |
| vi. नगरपालिका ठोस अपशिष्ट और कचरा निष्पन्न ईंधन आधारित विद्युत संयंत्र | 25 वर्ष |
| vii. बायोगैस आधारित विद्युत परियोजना— | 25 वर्ष |
- गग "वर्ष" से अभिप्रेत है, वित्तीय वर्ष;

- 2.2 ऐसे शब्द और अभिव्यक्तियां जिनका उपयोग इन विनियमों में किया गया है किन्तु उन्हें यहाँ परिभाषित नहीं किया गया, का अभिप्राय वहीं होगा, जो अभिप्राय उनका अधिनियम में अथवा आयोग द्वारा रचित अन्य विनियमों में है।

3. क्षेत्र और प्रयोज्यता की सीमा—

3.1 नवीन परियोजनाएं

- i) ये विनियम ऐसी समस्त नवीकरणीय विद्युत, (एतस्मिनपश्चात् जिन्हें आर.ई. के रूप में संदर्भित किया गया है) परियोजनाओं को प्रयोज्य होंगे, जिन्होंने 01 अप्रैल 2022 से 31 मार्च 2025 तक वाणिज्यिक संचालन हेतु तिथि अर्जित कर ली है, जो छत्तीसगढ़ राज्य में स्थापित हैं और वितरण अनुज्ञापतिधारियों को दीर्घ अवधि के लिए विद्युत आपूर्ति करता हो।
- ii) ये विनियम उन नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के लिए भी लागू होंगे जो विनियम 4 में विनिर्दिष्ट पात्रता मानदण्ड को पूरा करें।

3.2 स्थापित परियोजनाएं

- i) ऐसी स्थापित बायोमास परियोजनाएं जिनका वितरण अनुज्ञापतिधारी से 20 वर्ष या अधिक अवधि हेतु दीर्घावधि विद्युत अनुबंध है, जिन्होंने 01 अप्रैल 2012 से पूर्व वाणिज्यिक संचालन हेतु तिथि अर्जित कर ली है उन पर प्रयोज्य टैरिफ (निश्चित प्रभार), आयोग की याचिका क्र. 22, सन् 2011 (I) द्वारा शासित होंगे, और विद्युत प्रभारों को इन विनियमों के प्रावधानों के अनुसार अभिनिश्चित किया जाएगा।
- ii) नवीकरणीय विद्युत परियोजनाओं जिनका वितरण अनुज्ञापतिधारी से 20 वर्ष या अधिक अवधि हेतु दीर्घावधि विद्युत अनुबंध है, जिन्होंने 31 मार्च 2022 को या इससे पूर्व वाणिज्यिक संचालन हेतु तिथि अर्जित कर लिया है उन पर प्रयोज्य टैरिफ (निश्चित प्रभार), आयोग द्वारा समय-समय पर जारी किए गए संबंधित टैरिफ आदेशों टैरिफ अवधि के दौरान शासित होंगे और विद्युत प्रभारों को इन विनियमों के प्रावधानों के अनुसार अभिनिश्चित किया जाएगा।

4. पात्रता मानदण्ड—

निम्नलिखित परियोजनाएं जिनका वाणिज्यिक प्रचालन (COD) की तिथि 01 अप्रैल 2022 के उपरांत अर्जित करती हैं, वह इन विनियमों के अंतर्गत पात्र होंगे

- 4.1 पवन विद्युत परियोजना— ऐसी नवीन विद्युत परियोजनाएं जो नये संयंत्र और मशीनों का उपयोग करते हैं।

4.2 जल विद्युत परियोजनाएं

- i. सूक्ष्म/अतिसूक्ष्म/लघु जल विद्युत परियोजनाएं— जो राज्य संपर्क अभिकरण/राज्य सरकार द्वारा अनुमोदित स्थानों पर अवस्थित हैं, नवीन संयंत्र और मशीनरी का उपयोग करती हैं।

- ii. 25 मे.वा. से ऊपर बड़े जल विद्युत परियोजनाएं

- 4.3 बायोमास विद्युत परियोजना जो रैंकिन साइकल तकनीक पर आधारित हैं— नवीन बायोमास विद्युत परियोजनाएं जो रैंकिन साइकल तकनीक पर आधारित नवीन संयंत्र और मशीन का उपयोग करती हैं और बायोमास ईंधन स्ट्रोंतों का उपयोग करती हैं। परन्तु, ऐसे जीवाश्म ईंधन का उपयोग इन विनियमों के, विनियम 40 के अधीन निश्चित सीमा के भीतर करती हैं।

- 4.4 गैर जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजना— गैर जीवाश्म ईंधन आधारित नई सह-उत्पादन परियोजनाएं, गैर जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजना के रूप में अभिहित होने के लिए अर्ह होंगी, यदि वे नये संयंत्र और मशीनरी का उपयोग करती हैं और परिभाषा के अनुरूप हैं।
- 4.5 सौर पी.व्ही, सौर तापीय विद्युत परियोजनाएं, सौर छतोपरि पी.व्ही. प्रणालियाँ और लघु सौर विद्युत परियोजनाएं—नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय द्वारा अनुमोदित तकनीकों पर आधारित परियोजनाएं।
- 4.6 नगरपालिका ठोस अपशिष्ट (Municipal Solid Waste) आधारित विद्युत परियोजनाएं— ऐसी परियोजना, नगरपालिका ठोस अपशिष्ट आधारित विद्युत परियोजना के रूप में अभिहित होने के लिए अर्ह होंगी, यदि वे नये संयंत्र और मशीनरी का उपयोग करती हैं और ईंधन स्रोत के रूप में नगरपालिका ठोस अपशिष्ट का उपयोग करती है।
- 4.7 कचरा निष्पन्न ईंधन (Refuse Derived Fuel) आधारित विद्युत परियोजनाएं— ऐसी परियोजना, कचरा निष्पन्न ईंधन आधारित विद्युत परियोजना के रूप में अभिहित होने के लिए अर्ह होंगी, यदि वे नये संयंत्र और मशीनरी का उपयोग करती हैं और ईंधन स्रोत के रूप में कचरा निष्पन्न ईंधन का उपयोग करती है।
- 4.8 बायोगैस आधारित विद्युत परियोजना— ग्रिड से संयोजित ऐसी परियोजना, जो ऐसी तकनीक से युक्त हो, जो कृषि अपशिष्ट के निस्तारण— गोबर, कुक्कुट अपशिष्ट, खाद और नवीन तथा नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय द्वारा अनुमोदित अन्य जैव अपशिष्ट में से किसी एक या अधिक का उपयोग कर ईंधन हेतु बायोगैस बनाने की तकनीक से युक्त हो और जो उसके शत-प्रतिशत उपयोग द्वारा नये संयंत्र और मशीनरी के माध्यम से विद्युत का उत्पादन करती हो।

अध्याय-1

सामान्य सिद्धांत

5. नियंत्रण अवधि अथवा पुनरीक्षण अवधि—

- 5.1 इन विनियमों के अधीन नियंत्रण अवधि अथवा पुनरीक्षण अवधि तीन (3) वर्ष की होगी। नियंत्रण अवधि का पहला वर्ष 1ली अप्रैल 2022 से प्रारंभ होगा।

परन्तु यह भी कि नियंत्रण अवधि के दौरान वाणिज्यिक संचालन की दिनांक प्राप्त करने वाली नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं के लिए इन विनियमों के अनुसार निर्धारित टैरिफ, नीचे विनियम 6 में विनिर्दिष्ट टैरिफ अवधि के संपूर्ण दौरान पर प्रयोज्य होता रहेगा।

परन्तु यह और भी कि अगली नियंत्रण अवधि के लिए विनियमों में संशोधन पहले नियंत्रण अवधि के अंत से छः माह पहले किया जाएगा और अगली नियंत्रण अवधि के लिए संशोधन अधिसूचित नहीं कर दिए जाते, पुनरीक्षित विनियमों के अनुसार समायोजनों के अध्यधीन रहते हुए, इन विनियमों के अनुसार टैरिफ मापदंड प्रयोज्य बने रहेंगे।

6. टैरिफ अवधि—

- 6.1 नए नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाएं की टैरिफ अवधि, उसके उपयोगी जीवन काल जो कि विनियम 2.1(खख) में परिभाषित की गई है।
- 6.2 इन विनियमों के अधीन, टैरिफ अवधि, नवीकरणीय विद्युत उत्पादन स्टेशनों के वाणिज्यिक संचालन की दिनांक से विचार में लिए जाएंगे।

6.3 इन विनियमों की धारा 6.1 और 6.2 के अनुसार, निर्धारित टैरिफ अवधि के लिए नवीनीकरण ऊर्जा विद्युत योजनाओं पर प्रायोज्य होंगे।

7. मूल टैरिफ—

7.1 आयोग नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के प्रारंभ में लघु जल विद्युत परियोजना, 0.5 मेगावॉट से 2 मेगावॉट उत्पादन क्षमता वाली सौर पी.व्ही. विद्युत परियोजना, बायोगैस आधारित विद्युत परियोजना और सहउत्पादन परियोजना हेतु मूल पूर्वता (जैनेरिक प्रिफरेंशियल) टैरिफ निर्धारित करेगा।

7.2 मूल टैरिफ के विलम्ब होने की स्थिति में, संबंधित वर्ष के लिए केन्द्रिय विद्युत विनियामक आयोग (सीईआरसी) टैरिफ, प्रावधिक टैरिफ होगा। अंतर तदनुसार समायोजित किया जाएगा।

8. परियोजना विशेष के लिए टैरिफ—

8.1 निम्नलिखित प्रकार की परियोजनाओं में से किसी परियोजना विशेष के टैरिफ का अवधारण उस परियोजना के आधार पर आयोग द्वारा किया जाएगा—

- i) पवन ऊर्जा
- ii) 25 मे.वा. क्षमता से अधिक जल विद्युत परियोजनाएँ
- iii) उद्वहन संग्रहण जल विद्युत परियोजनाएँ
- iv) सौर तापीय
- v) रैनकिन साइकल तकनीक पर आधारित नगरपालिका ठोस अपशिष्ट और कचरा निष्पन्न ईंधन परियोजनाएँ।
- vi) इन विनियमों में चिन्हित के अलावा नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय द्वारा अनुमोदित कोई अन्य नवीन, नवीकरणीय ऊर्जा तकनीकें
- vii) संकर सौर तापीय विद्युत संयंत्र
- viii) बायोमास परियोजनाएं
- ix) 2 मेगावॉट से अधिक की सौर पी.व्ही. परियोजनाएँ
- x) पुराने संयंत्र और मशीनी का उपयोग करके चालू की गई कोई उत्पादन इकाई/स्टेशन
- xi) किसी भी परियोजना हेतु, यदि अनुज्ञप्तिधारी/प्रवर्तक उस परियोजना विशेष हेतु टैरिफ का अवधारण चाहता हो,

8.2 ऐसे नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों से विद्युत उत्पादन के लिए परियोजना विशेष टैरिफ का निर्धारण विनियम/आदेश के प्रासंगिक प्रावधानों के अंतर्गत निर्धारित शर्तों एवं नियमों के अनुसार होगा।

परंतु, 25 मे.वा. के ऊपर जल विद्युत परियोजनाएँ के लिए परियोजना विशेष टैरिफ का मानदण्ड नियंत्रण अवधि के दौरान छ.ग.रा.वि.नि. आयोग (सीएसईआरसी) के लागू बहुवर्षीय टैरिफ (एमवाईटी टैरिफ) के अनुसार होगा।

8.3 आगे, ऐसी परियोजनाओं के लिए जिन्हें इस विनियम के प्रारंभ होने से पूर्व, प्राविधिक टैरिफ प्रदान किए जा चुके हैं और जो सामान्य टैरिफ का विकल्प देते हैं, प्राविधिक टैरिफ के प्रति उत्पादक को भुगतान किया जा चुका है, उसका समायोजन राज्य सरकार को भुगतान किए गए वैधानिक प्रभारों को घटाकर छह बराबर किस्तों में किया जाएगा।

यदि ऐसी परियोजना द्वारा परियोजना विशेष को टैरिफ का विकल्प चुना जाता है तो ऐसा अर्जित राजस्व परियोजना की लागत पूंजी में से सैट ऑफ किया जाएगा।

- 8.4 इन विनियमों के अध्याय 2 के अधीन विनिर्दिष्ट वित्तीय मानदंड, परियोजना प्रारंभ होने के संबंधित वर्ष हेतु, लागत पूंजी को छोड़कर, सीलिंग प्रतिमान होंगे।
- 8.5 बायोमास परियोजनाओं/सह-उत्पादन/बायोगैस आधारित विद्युत परियोजनाएँ और अन्य परियोजनाएँ जिनमें ईंधन लागत घटक होता है के प्रकरण में, इंफर्म पावर की दर 1/-रूपये प्रति किलोवॉट होगी। ऐसी अन्य परियोजनाओं, जिनमें ईंधन लागत घटक नहीं होता, इंफर्म पावर की दर वैधानिक प्रभारों जैसे जल प्रभारों, ड्यूटी, सेस के समतुल्य होगी, जो वास्तव में राज्य सरकार को भुगतान की गई हो। ऐसे इंफर्म पावर भी अनुज्ञप्तिधारी की नवीकरणीय क्रय दायित्व आवश्यकताओं को पूर्ण करने योग्य होगी।
- 8.6 **टैरिफ के निर्धारण के लिए याचिकाएं और कार्यवाहियाँ—**
आयोग स्वतः अपनी याचिका के आधार पर नियंत्रण अवधि के प्रत्येक वर्ष के प्रारंभ होने पर अग्रेतर रूप से उन नवीकरणीय ऊर्जा तकनीकों के लिए जिनके लिए इन विनियमों में मानदंड विनिर्दिष्ट किए जा चुके हैं, मूल (जैनेरिक) टैरिफ निर्धारित कर सकेगा।
- 8.7 परियोजना विशेष के टैरिफ की याचिका के साथ वैसा शुल्क दिया जाएगा, जैसा कि सुसंगत विनियमों में निर्धारित किया जाए और साथ में निम्नानुसार दिए जाएंगे:
- यथास्थिति प्रपत्र 1.1, 1.2, 2.1 और 2.2 में जानकारी और इन विनियमों से यथा संलग्न;
 - तकनीकी और संचालन विवरणों की रूपरेखा देते हुए परियोजना प्रतिवेदन, शील विशेष का पहलू, लागत पूंजी आधार और वित्तीय योजना आदि;
परंतु स्थापित परियोजनाओं के लिए, पिछला टैरिफ ऑर्डर पूंजीगत लागत और वित्तीय का आधार बनेगा।
 - सकल स्थिर परिसंपत्ति के पेटे लागत पूंजी के प्रमाण के तौर पर प्रेक्टिस कर रहे सनदी लेखापाल/लागत अंकेक्षक की ओर से प्रमाणपत्र जिसमें कोष, उधार, साम्या और यदि कोई हों तो सब्सिडी का स्पष्ट रूप से उल्लेख किया जाए;
 - समस्त प्रयोज्य शर्तों और दशाओं का विवरण और जिस अवधि के लिए टैरिफ निर्धारण किया जाना है, उसके लिए अनुमोदित व्यय;
 - प्राप्त किसी सब्सिडी या प्रोत्साहन की गणना का पूरा ब्यौरा देते हुए विवरण, जिसमें केन्द्र सरकार और/या राज्य सरकार से शोध्य या शोध्य माने जा सकने वाली राशियाँ सम्मिलित की जाएं;
 - ऐसी अन्य जानकारी जिसकी याचिकाकर्ता की ओर से आयोग द्वारा याचिका के निराकरण हेतु आयोग द्वारा वांछा दी जाएं;
 - सी.यू.एफ से संबंधित डाटा को सम्मिलित करते हुए तकनीकी डाटा।
- 8.8 टैरिफ संरचना के निर्धारण की कार्यवाहियाँ इस आयोग के कार्य संचालन विनियमों के अनुरूप होंगी।
- 8.9 परियोजना विशेष टैरिफ का निर्धारण परियोजना के उपयोगी जीवन काल के लिए होगा और स्तरीकृत टैरिफ होगा।
9. **टैरिफ संरचना—**
- 9.1 नवीकरणीय ऊर्जा तकनीकों के लिए टैरिफ, एकल भाग टैरिफ होगा, जिसमें निम्नानुसार निश्चित लागत घटक सम्मिलित होंगे—
- साम्या पर प्रतिफल (Return on equity);
 - ऋणपूंजी पर ब्याज (Interest on loan capital);

- iii) अवमूल्यण (Depreciation);
- iv) कार्यशील पूंजी पर ब्याज (Interest on working capital);
- v) संचालन और संधारण व्यय (Operation and maintenance expenses);

परन्तु नवीकरणीय ऊर्जा तकनीकों के साथ ईंधन लागत का घटक, जैसे बायोमास विद्युत परियोजनाएं, बायोगैस आधारित विद्युत परियोजनाएं और गैर-जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाएं, भी जुड़ा है तो दो घटकों के साथ एकल-भाग टैरिफ अर्थात् स्थिर लागत घटक और ईंधन लागत घटक निर्धारित किए जाएंगे।

10. टैरिफ रूपांकन—

- 10.1 टैरिफ अवधि के लिए मूल टैरिफ का निर्धारण परियोजना के वाणिज्यिक संचालन के वर्ष को विचार में लेते हुए स्तरीकृत (levellised) आधार पर किया जाएगा।

परन्तु, दो घटक वाली नवीकरणीय ऊर्जा तकनीकों के लिए टैरिफ का निर्धारण स्थिर लागत घटक के लिए परियोजना के वाणिज्यिक संचालन तिथि के वर्ष को विचार में लेते हुए स्तरीकृत आधार पर किया जाएगा, जबकि ईंधन लागत घटक को संचालन के वर्ष के आधार पर विनिर्दिष्ट किया जाएगा।

- 10.2 स्तरीकृत टैरिफ के संगणना के उद्देश्य से कर उपरांत भारित औसत पूंजीलागत के समतुल्य डिस्काउन्ट फैक्टर विचार में लिया जाएगा।

- 10.3 नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना के उपयोगी जीवनकाल के लिए स्तरीकरण निकाला जाएगा।

परन्तु, ऐसे नवीकरणीय विद्युत संयंत्र जैसा की विनियम 3.2(i) विनिर्दिष्ट है और ऐसे संयंत्रों जिनका परियोजना विशेष टैरिफ निर्धारित हो चुका है, के लिए कोई टैरिफ स्तरीकरण नहीं निकाला जाएगा और टैरिफ 5 वर्ष के लिए विनिर्दिष्ट किया जाएगा।

- 10.4 सौर, पवन और लघु जल परियोजना के संबंध में जो प्रकृति पर निर्भर हैं, वार्षिक आधार पर अतिरिक्त उत्पादन, मानक क्षमता उपयोगिता कारक/संयंत्र भार कारक से अधिक अथवा ऊर्जा जैसा कि विद्युत क्रय अनुबंध में विनिर्दिष्ट है, जैसा भी लागू हो, को प्रभावी दर के 75 प्रतिशत पर क्रय किया जाएगा।

11. नवीकरणीय ऊर्जा स्त्रोंतों से विद्युत उत्पादन के लिए प्रेषण-सिद्धांत

- 11.1 समस्त नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत संयंत्रों को 'अवश्य चलने वाले' (Must-run) विद्युत संयंत्र के रूप में माना जाएगा और उन पर गुणताक्रम प्रेषण सिद्धांत (Merit order dispatch principle) लागू नहीं किया जाएगा।

- 11.2 विद्युत अधिनियम 2003 के अंतर्गत बनाए गए किसी भी विनियमों में निहित होते हुए भी, बायोमास विद्युत उत्पादन केन्द्र बायोगैस आधारित विद्युत परियोजनाएं और गैर जीवाश्म ईंधन आधारित सह उत्पादक संयंत्र, को छोड़कर समस्त नवीकरणीय ऊर्जा विद्युत संयंत्रों पर अनुसूचीकरण (शेड्यूलिंग) और Deviation Settlement लागू नहीं किए जाएंगे।

परन्तु, राज्य के भितर बहु हितग्राहियों को बिजली की आपूर्ति की जाती है तो, अनुसूचीकरण (शेड्यूलिंग) और Deviation Settlement लागू किए जाएंगे।

अध्याय-2

वित्तीय सिद्धांत

12. पूंजीगत लागत:-

12.1 बाद के तकनीक विशेष हेतु अध्यायों में यथा विनिर्दिष्ट पूंजीगत लागत के मानदण्डों में समस्त केन्द्रीय कार्यों का समावेश होगा जिसमें संयंत्र और मशीन, सिविल कार्य प्रतिष्ठापन और संचालन, वित्त पोषण लागत, प्रारंभिक और संचालन पूर्व के व्यय, निर्माण के दौरान ब्याज, और अंतर्संयोजन बिन्दु तक इवेक्यूएशन अधोसंरचना सम्मिलित है।

परन्तु, परियोजना विशेष के लिए टैरिफ निर्धारण हेतु उत्पादन कंपनी पूंजीगत लागत का खण्डवार विवरण अपनी याचिका के साथ विनियम 8 के अधीन विनिर्दिष्ट रीति से करेगी।

12.2 नवीकरणीय ऊर्जा परियोजनाओं हेतु पूंजीगत लागत संपूर्ण नियंत्रण अवधि के लिए वही होगी जो नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष हेतु विनिर्दिष्ट की जावे, बशर्ते की आयोग द्वारा उसको पुनर्विलोकित न किया गया हो।

13. ऋण-अंशपूंजी अनुपात (Debt Equity Ratio)-

13.1 मूल टैरिफ के स्वतः निर्धारण के लिए ऋण अंशपूंजी अनुपात 70:30 विचारणीय होगा।

13.2 परियोजना विशेष टैरिफ के लिए, यदि वस्तुतः लगायी गई अंशपूंजी पूंजीगत लागत की 30 प्रतिशत से अधिक है तो 30 प्रतिशत से अधिक होनी वाली अंशपूंजीको प्रतिमानकीय ऋण के रूप में माना जाएगा।

परन्तु, जहाँ वास्तव में लगायी गई पूंजी, पूंजीगत लागत की 30 प्रतिशत से कम है वहाँ वास्तविक अंशपूंजी को टैरिफ के निर्धारण हेतु विचार में लिया जाएगा;

परन्तु, यह और भी कि विदेशी मुद्रा में निवेशित ऋण/अंशपूंजी को प्रत्येक निवेश की दिनांक पर भारतीय रूपयों में वे नामांकित/पदांकित किया जाएगा।

परन्तु, यह भी कि ऋण और अंशपूंजी की राशि आंकलन करते समय उस परियोजना हेतु प्राप्त अनुदान की राशि अथवा पूंजीगत सब्सिडी को विकसित कर ऋण तथा अंश का अनुपात विचार में लिया जाएगा।

स्पष्टीकरण- परियोजना हेतु धन उपलब्ध कराने के उद्देश्य से अंश पूंजी तथा अपने मुक्त संचय (फ्री रिजर्व) में से निर्मित आंतरिक स्रोतों का निवेश जारी करते समय उत्पादन कंपनी द्वारा मांगा गया कोई प्रीमियम, अंश पूंजी पर वापसी की गणना करने के उद्देश्य से प्रदत्त पूंजी के रूप में मान्य किया जाएगा, यदि ऐसे प्रीमियम की राशि और आंतरिक स्रोतों वास्तव में उस नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना के पूंजीगत व्यय की पूर्ति हेतु उपयोग में लाए गए हों।

13.3 परियोजना नियोक्ता, आंतरिक स्रोतों से प्राप्त होने वाली पूंजी के निवेश के संबंध में नवीकरणीय ऊर्जा परियोजना पर किये गये या करने हेतु प्रस्तावित पूंजीगत व्यय के समर्थन में कंपनी के बोर्ड द्वारा पारित प्रस्ताव तथा अन्य प्रकरणों में सक्षम प्राधिकारी का अनुमोदन प्रस्तुत करेगा।

14. ऋण तथा वित्त प्रभार-

14.1 टैरिफ के निर्धारण के उद्देश्य से 15 वर्ष की ऋण अवधि विचार में ली जाएगी।

14.2 उपर दर्शित रीति से प्राप्त ऋणों को ऋण पर ब्याज की गणना हेतु सकल प्रतिमानकीय ऋण माना जाएगा। प्रत्येक वर्ष की 1ली अप्रैल को बकाया प्रतिमानकीय ऋण निकालने के लिए

सकल प्रतिमानकीय ऋण में से पूर्ववर्ती वर्ष की 31 मार्च तक संचयी भुगतान को घटा दिया जाएगा।

- 14.3 टैरिफ की संगणना के उद्देश्य से प्रतिमानकीय ब्याज दर स्टेट बैंक ऑफ इंडिया हेतु टैरिफ निर्धारण के पूर्ववर्ती छः महीने को प्रचलित MCLRE दर (1 वर्ष अवधि) +200 आधार बिन्दु (basis point) के रूप में विचारणीय होगी।

- 14.4 उत्पादन कंपनी द्वारा ली गई किसी स्थगन अवधि के होते हुए भी ऋण का पुनर्भुगतान परियोजना के वाणिज्यिक संचालन के पहले वर्ष से विचार में लिया जाएगा और अनुमत किए गए वार्षिक मूल्यह्रास के बराबर होगा।

परन्तु, राज्य डिस्कॉम के साथ विद्युत क्रय अनुबंध रखने वाले मौजूदा बायोमास संयंत्र, जिनके लिए आयोग ने परियोजना विशेष टैरिफ हेतु विकल्प के लिए पूर्वता टैरिफ निर्धारित किया है। उनके लिए सुसंगत आदेशों में विनिर्दिष्ट ऋण और वित्त प्रभार विचार में लिए जाएंगे।

15. मूल्यह्रास (Depreciation)–

- 15.1 मूल्यह्रास के उद्देश्य से मूल्य आधार, आयोग द्वारा अनुमत की गई परिसंपत्ति की पूंजीगत लागत होगी। परिसंपत्तियों का अवशेष मूल्य 10 प्रतिशत माना जाएगा तथा मूल्यह्रास, परिसंपत्तियों की पूंजीलागत के अधिकतम 90 प्रतिशत तक अनुमत होगा।

- 15.2 टैरिफ अवधि के प्रथम 15 वर्षों के लिए मूल्यह्रास की दर 4.67 प्रतिशत वार्षिक की रहेगी और शेष मूल्यह्रास को 16वें वर्ष के बाद से परियोजना की शेष उपयोगी जीवन अवधि के दौरान 'सीधी रेखा' विधि से विस्तारित किया जाएगा।

- 15.3 मूल्यह्रास वाणिज्यिक संचालन के पहले वर्ष से प्रभारणीय होगा। परन्तु, परियोजना विशेष टैरिफ के निर्धारण के लिए वाणिज्यिक संचालन के प्रकरण में मूल्यह्रास अनुपातिक (प्रोरेटा) आधार पर प्रभारित होगा।

16. अंशपूंजी पर प्रतिफल (Return on equity)–

- 16.1 अंशपूंजी के लिए मूल्य आधार पूंजी लागत का 30 प्रतिशत अथवा वास्तविक साम्या (परियोजना विशेष के टैरिफ निर्धारण की दशा में) विनियम, 13 के अधीन निर्धारित किए अनुसार होगा।

- 16.2 अंशपूंजी पर प्रतिमानकीय प्रतिफल परियोजना के पूरे उपयोगी जीवनकाल तक 14 प्रतिशत होगा, जिसे कि पिछले वर्ष के 1 अप्रैल को प्रचलित MAT से Gross up किया जाएगा।

परन्तु, राज्य डिस्कॉम के साथ विद्युत क्रय अनुबंध रखने वाले मौजूदा बायोमास संयंत्र, जिनके लिए आयोग ने परियोजना विशेष टैरिफ हेतु विकल्प के लिए पूर्वता टैरिफ निर्धारित किया है अथवा परियोजना विशेष टैरिफ के लिए हितग्राही/अनुज्ञप्तिधारी का विकल्प दिया है, वहाँ अंशपूंजी पर प्रतिफल, सुसंगत आदेशों सह-पठित इन विनियमों के विनियम 3 में विनिर्दिष्ट प्रावधानों में दर्शाए अनुसार विचार में लिया जाएगा।

17. कार्यशील पूंजी पर ब्याज –

- 17.1 पवन ऊर्जा परियोजनाओं, लघु जल विद्युत, सौर पी.व्ही. और सौर तापीय विद्युत परियोजनाओं के संबंध में कार्यशील पूंजी आवश्यकता की संगणना निम्नानुसार की जाएगी: –

- एक माह के लिए संचालन और संधारण व्यय;
- प्रतिमानकीय सी.यू.एफ. पर परिगणित विद्युत विक्रय के 30 दिवस के विद्युत प्रभारों के समतुल्य प्राप्तव्य;
- संचालन और संधारण व्यय के 15 प्रतिशत की दर से संधारण अतिरिक्त (स्पेयर)।

बायोमास ऊर्जा परियोजनाओं, बायोगैस आधारित विद्युत परियोजनाओं और गैर जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं, नगरपालिका ठोस अपशिष्ट, कचरा निष्पन्न ईंधन के संबंध में कार्यशील पूंजी की संगणना निम्नानुसार की जाएगी: —

- i. प्रतिमानकीय संयंत्र भार कारक के समतुल्य चार माह के लिए ईंधन की लागत;
- ii. एक माह के लिए संचालन और संधारण व्यय;
- iii. लक्षित संयंत्र भार कारक पर परिगणित विद्युत विक्रय से 30 दिवस के समतुल्य स्थिर और परिवर्तनीय प्रभार—प्राप्तव्य;
- iv. संचालन और संधारण व्यय के 15 प्रतिशत की दर से संधारण अतिरिक्त (स्पेयर).

17.2 टैरिफ की संगणना के उद्देश्य से प्रतिमानकीय ब्याज दर स्टेट बैंक ऑफ इंडिया हेतु टैरिफ निर्धारण के पूर्ववर्ती छः महीने को प्रचलित MCLRE दर (1 वर्ष अवधि) +350 आधार बिन्दु (basis point) के रूप में विचारणीय होगी।

18. संचालन और संधारण व्यय—

- 18.1 संचालन और संधारण व्ययों में मरम्मत और रख-रखाव, कर्मचारियों पर व्यय सहित स्थापना, और प्रशासनिक तथा बीमा सहित सामान्य व्यय सम्मिलित होंगे।
- 18.2 संचालन और संधारण व्ययों का निर्धारण टैरिफ अवधि के लिए आयोग द्वारा इन विनियमों के बाद नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष हेतु विनिर्दिष्ट प्रतिमानकीय संचालन और संधारण व्ययों के आधार पर होगा।
- 18.3 इन विनियमों के अधीन नियंत्रण अवधि (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2022-23) के पहले वर्ष के दौरान अनुमत प्रतिमानकीय संचालन और संधारण व्यय टैरिफ अवधि के लिए 3.84 प्रतिशत प्रतिवर्ष की दर से परिवर्धित किया जाएगा।

19. छूट—

- 19.1 साख पत्र के माध्यम से उत्पादन कंपनी द्वारा देयकों के भुगतान पर 2 प्रतिशत की छूट अनुमत रहेगी।
- 19.2 जहाँ उत्पादन कंपनी द्वारा देयक प्रस्तुतिकरण के एक माह के भीतर भुगतान साखपत्र के अलावा किसी माध्यम से किए जाते हैं, वहाँ 1 प्रतिशत की छूट अनुमत रहेगी।

20. विलंबित भुगतान प्रभार—

- 20.1 इन विनियमों के अधीन भुगतान योग्य प्रभारों के किसी देयक को भुगतान विलंब से करने की दशा में, यदि बिलिंग दिनांक से 30 दिवस की अवधि से अधिक का विलंब किया जाता है तो उत्पादन कंपनी द्वारा आयोग द्वारा जारी किए गए सुसंगत आदेशों अथवा विनियमों द्वारा निर्धारित दर से विलंबित भुगतान हेतु प्रभार वसूलनीय होगा।

21. संचालन के प्रतिमान और मानदण्ड का सीलिंग प्रतिमान होना:—

- 21.1 इन विनियमों में विनिर्दिष्ट किए गए प्रतिमान और मानदण्ड सीलिंग मानदण्ड हैं और किसी परियोजना विकासकर्ता अथवा हितग्राही को सुधरे हुए संचालन प्रतिमानों से सहमत होने के लिए निवारित नहीं करेंगे और जहाँ सुधरे हुए प्रतिमानों पर सहमति होगई है वहाँ ऐसे सुधरे हुए प्रतिमान/मानदण्ड परियोजना विशेष टैरिफ के निर्धारण हेतु प्रयोज्य होंगे।

22. केन्द्र/राज्य सरकार द्वारा सब्सिडी अथवा प्रोत्साहन—

- 22.1 आयोग द्वारा इन विनियमों के अधीन परियोजना विशेष के टैरिफ का निर्धारण करते समय उत्पादन कंपनी द्वारा नवीकरणीय ऊर्जा के विद्युत संयंत्रों के लिए ली जा रही केन्द्र अथवा राज्य सरकार की किसी पूंजीगत सब्सिडी/प्रोत्साहन/अनुदान को विचार में लिया जाएगा; परन्तु, जहाँ केन्द्र सरकार अथवा राज्य सरकार की किसी अधिसूचना में विशिष्टता: कोई उत्पादन आधारित प्रोत्साहन इससे बढ़कर प्रावधानित है, वहाँ उसे टैरिफ का निर्धारण करते समय कारक नहीं बनाया जाएगा।

23. उपकर, शुल्क और जलप्रभार/वैधानिक प्रभार—

- 23.1 इन विनियमों के अधीन निर्धारित टैरिफ में समुचित सरकार द्वारा यथाप्रभारित उत्पादन, सहायक खपत और विद्युत विक्रय पर उपकर और शुल्क सम्मिलित नहीं होंगे।
परन्तु, समुचित सरकार द्वारा प्रभारित उपकर और शुल्क वास्तव में वहन किए गए आधार पर पासथ्रु के रूप में अनुमत होंगे।

लघु जल विद्युत संयंत्र के प्रकरण में राज्य सरकार द्वारा वसूल किए गए जल प्रभारों को टैरिफ में सम्मिलित नहीं किया जाएगा। इनका भुगतान पृथक से किया जाना है और उन्हें वास्तविक वहन किए गए आधार पर पासथ्रु (pass through) कर दिया जाएगा।

24. सी.डी.एम. लाभों का बंटवारा—

- 24.1 उन परियोजनाओं के लिए, जिनका टैरिफ उस परियोजना विशेष हेतु आयोग ने अभिनिर्धारित किया हो, अनुमोदित सी.डी.एम. योजना से होने वाली प्राप्तियों को निम्नलिखित रीति से उत्पादन कंपनी और संबंधित लाभार्थियों के मध्य वितरित किया जायेगा:—

- उत्पादन केन्द्र के वाणिज्यिक संचालन प्रारंभ होने के दिनांक के पश्चात् प्रथम वर्ष में सी.डी.एम. लाभ के लेखे प्राप्त हुई सकल प्राप्तियाँ अर्थात् शत प्रतिशत प्राप्तियाँ परियोजना संस्थापित करने वाले द्वारा अपने पास रखी जाएगी।
- इसके अगले वर्ष लाभार्थियों का अंश 10 प्रतिशत होगा, जो आगे आने वाले वर्षों में प्रतिवर्ष 10 प्रतिशत की दर से तब तक बढ़ाया जाएगा, जबतक की वह 50 प्रतिशत न हो जाए। इसके पश्चात् इन प्राप्तियों को समान अनुपात में उत्पादन कंपनी तथा लाभार्थियों के मध्य बांटा जाएगा।

अध्याय—3**पवन ऊर्जा परियोजनाओं के लिए तकनीकी विशेष प्राचल (पैरामीटर)****25. पूंजीलागत—**

- 25.1 पवन ऊर्जा परियोजना के लिए पूंजीलागत में इसके सहायक उपस्करों सहित विन्ड टारबाइन जनरेटर, भूमि का मूल्य, स्थल विकास प्रभार और अन्य सिविल कार्य, परिवहन प्रभार, अंतर्संयोजन बिन्दु तक निकासी लागत, वित्तीय प्रभार और आई.डी.सी. सम्मिलित होंगे।
- 25.2 पवन ऊर्जा परियोजनाओं के लिए, प्रचलित बाजार के प्रवृत्ति के अनुसार, आयोग केवल परियोजना विशेष पूंजी लागत और टैरिफ निर्धारित करेगा।

26. क्षमता उपयोगिता कारक—

26.1 इस नियंत्रण अवधि हेतु क्षमता उपयोगिता कारक निम्नानुसार रहेंगे:—

वार्षिक औसत पवन विद्युत घनत्व (डब्ल्यू/एम ²)	क्षमता उपयोगिता कारक
220 तक	22%
221–275 तक	24%
276–330 तक	28%
331–440 तक	33%
440 से ऊपर	35%

26.2 उपर्युक्त विनियम 26.1 में विनिर्दिष्ट वार्षिक औसत पवन विद्युत घनत्व 100 मीटर की हब ऊंचाई पर नापा जाएगा।

26.3 पवन ऊर्जा परियोजना के विशिष्ट क्षेत्र श्रेणी में वर्गीकरण प्रयोजन के लिए नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय के दिशा-निर्देशानुसार पवन मास्ट या तो एनआईडब्ल्यूई द्वारा लगाया जाएगा अथवा किसी निजी विकासकर्ता द्वारा लगाया जाएगा और उसका वैधिकरण एनआईडब्ल्यूई द्वारा एकसार भू-भाग के लिए मास्ट-प्वांट से सभी दिशाओं में सामान्यतः 10 किलो मीटर तक विस्तारित किया जाएगा और जटिल भू-भाग में स्थल की जटिलता को देखते हुए समुचित दूरी तक सीमित रखा जाएगा। इस प्रकार एनआईडब्ल्यूई द्वारा वैधिकरण के आधार पर राज्य संपर्क अभिकरण को प्रस्तावित विन्ड फार्म संकुल के जोन को प्रमाणित करना चाहिए।

27. संचालन और संधारण व्यय—

27.1 प्रचलित बाजार के जानकारी के अनुसार, आयोग केवल परियोजना विशेष संचालन एवं संधारण निर्धारित करेगा।

अध्याय-4**लघु जल विद्युत परियोजनाओं के लिए तकनीकी विशिष्ट प्राचल****28. पूंजीलागत—**

28.1 लघु जल विद्युत परियोजनाओं के लिए नियंत्रण अवधि (अर्थात् वर्ष 2022–23) के प्रथम वर्ष के दौरान प्रतिमानकीय पूंजीलागत निम्नानुसार होगी:

परियोजना का आकार	पूंजीलागत (रूपये लाख प्रतिमेगावॉट)
5 मेगावॉट तक	970.20
5 मेगावॉट के ऊपर से 25 मेगावॉट तक	882.00

इसमें विद्युत की निकासी के लिए पारेषण लाईनों को बिछाने की लागत भी सम्मिलित है।

28.2 1ली अप्रैल, 2012 के पूर्व वाणिज्यिक संचालन की दिनांक प्राप्त करने वाले लघु जल विद्युत संयंत्रों की लागत पूंजी आयोग के संबंधित अनुमोदित आदेशों से शासित होगी।

29. क्षमता उपयोगिता कारक—

- 29.1 मूल टैरिफ के निर्धारण के लिए लघु जल विद्युत परियोजनाओं के लिए क्षमता उपयोग कारक 30 प्रतिशत रहेगा। परियोजना विशेष टैरिफ के लिए, क्षमता उपयोग कारक, आयोग द्वारा प्रकरणवार आधार पर अभिनिश्चित किए जाएंगे।

30. सहायक खपत—

- 30.1 लघु जल विद्युत परियोजनाओं के लिए प्रतिमानकीय सहायक खपत 1.5 प्रतिशत होगी।

31. संचालन और संधारण व्यय—

- 31.1 नियंत्रण अवधि (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2022-23) के लिए प्रतिमानकीय संचालन और संधारण व्यय निम्नानुसार होंगे—

परियोजना का आकार	संचालन और संधारण व्यय (रूपये लाख प्रतिमेगावॉट)
5 मेगावॉट तक	37.61
5 मेगावॉट के ऊपर से 10 मेगावॉट तक	32.98
10 मेगावॉट के ऊपर से 25 मेगावॉट तक	27.24

- 31.2 इन विनियमों के अधीन अनुमत प्रतिमानकीय संचालन और संधारण व्यय का परिवर्धन 3.84 प्रतिशत प्रतिवर्ष की दर से टैरिफ निर्धारण के उद्देश्य से टैरिफ अवधि हेतु किया जाएगा।

32. सूक्ष्म/अतिसूक्ष्म (मिनी/माइक्रो) परियोजनाएं—

- 32.1 सूक्ष्म/अतिसूक्ष्म (मिनी/माइक्रो) जल विद्युत परियोजनाओं हेतु टैरिफ, रुपये 0.50/किलावॉट अथवा अन्य उच्चतर राशि जिसे आयोग लघु जल विद्युत परियोजनाओं हेतु समय-समय पर मूल प्रयोज्य टैरिफ के रूप में अभिनिश्चित करे, से अधिक होगा। तथापि, यह ऐसे विकासकर्ताओं/अनुज्ञप्तिधारियों के लिए प्रयोज्य नहीं होगा जो परियोजना विशेष के टैरिफ का विकल्प देते हैं और नहर आधारित परियोजनाओं पर भी प्रयोज्य नहीं होगा।

अध्याय-5

रेनकिन साईकल तकनीक पर आधारित बायोमास विद्युत परियोजनाओं के लिए तकनीकी विशेष प्राचल

33. तकनीकी पहलू—

- 33.1 यहाँ विनिर्दिष्ट टैरिफ निर्धारण के प्रतिमान, रेनकिन साईकल तकनीक पर आधारित जल प्रशीतित संघनित्र का उपयोग करने वाली बायोमास विद्युत परियोजनाओं के लिए हैं।

34. पूंजीलागत और पूंजीलागत सूचकांकन प्रणाली—

- 34.1 बायोमास विद्युत परियोजनाओं के लिए, प्रचलित बाजार के प्रवृत्ति के अनुसार, आयोग केवल परियोजना विशेष पूंजी लागत और टैरिफ निर्धारित करेगा।

35. संयंत्र भार कारक

- 35.1 टैरिफ के निर्धारण के प्रयोजन के लिए संयंत्र भार कारक को 80 प्रतिशत माना जाएगा।

36. सहायक खपत—

36.1 टैरिफ के निर्धारण के लिए सहायक विद्युत खपत 10 प्रतिशत विचार में ली जाएगी।

37. स्टेशन ऊष्मा दर—

37.1 बायोमास विद्युत परियोजनाओं के लिए स्टेशन ताप दर 4000 किलो कैलोरी प्रति किलोवॉट, प्रति घंटा होगी।

38. संचालन और संधारण व्यय—

38.1 नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष हेतु (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2022-23 के लिए) प्रतिमानक संचालन और संधारण व्यय रुपये 50.05 लाख प्रतिमेगावॉट होंगे।

38.2 टैरिफ अवधि के प्रारंभ होने पर अनुमत प्रतिमानकीय संचालन और संधारण व्ययों को नियंत्रण अवधि के परवर्ती वर्षों के लिए 3.84 प्रतिशत प्रतिवर्ष की दर से परिवर्धित किया जाएगा।

39. ईंधन—

39.1 बायोमास विद्युत संयंत्रों का रूपांकन इस प्रकार किया जाएगा जिससे वे बायोमास विद्युत परियोजना के क्षेत्र के भीतर उपलब्ध विभिन्न प्रकार के गैर जीवाश्म ईंधनों, जैसे फसल के अवशेष, कृषि आद्यौगिक अवशेष, वन अवशेष और अन्य नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय द्वारा यथा अनुमोदित बायोमास ईंधनों का उपयोग कर सकें।

39.2 बायोमास विद्युत उत्पादन कंपनियां, संबंधित परियोजना की ईंधन आवश्यकताओं की समुचित पूर्ति सुनिश्चित करने के लिए ईंधन प्रबंधन योजना लागू करेंगे और हितग्राही को प्रस्तुत करेंगे।

40. जीवाश्म ईंधन-ईंधन मिश्रण का उपयोग—

40.1 जीवाश्म ईंधन का उपयोग की अनुमति नहीं दी जाएगी।

परंतु वह बायोमास विद्युत संयंत्र जो कि दिनांक 31.03.2022 को या उससे पहले चालू हुं हैं, 15 प्रतिशत की सीमा तक या वार्षिक आधार पर कैलोरी मूल्य के संदर्भ में नवीन एवं नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय द्वारा निर्धारित जीवाश्म ईंधन की अनुमति चालू करने की तिथि से टैरिफ अवधि के लिए दी जाएगी।

41. जीवाश्म ईंधन/बायोमास ईंधन के उपयोग हेतु निगरानी प्रणाली—

41.1 परियोजना विकासकर्ता द्वारा एक मासिक ईंधन प्राप्ति विवरण और मासिक ईंधन उपयोग विवरण, सनदी लेखापाल (Chartered Accountant)/(Cost Accountant) द्वारा विहित रूप से प्रमाणित करा कर हितग्राही को उपलब्ध कराया जाएगा। जिसमें, जिसके साथ विद्युत क्रय अनुबंध किया जा चुका है उसके वांछित समाधान के लिए आवश्यक संपूर्ण ब्यौरे मासिक विद्युत देयक के साथ प्रत्येक माह उपलब्ध कराए जाएंगे (इसकी एक प्रति समुचित अभिकरण अर्थात् क्रेडा को अंकित की जाएगी, जिसे आयोग द्वारा जीवाश्म और गैर जीवाश्म ईंधन खपत की निगरानी के उद्देश्य से नियुक्त गया है)। इस विवरण में निम्नांकित ब्यौरे सम्मिलित किए जाएंगे, जैसे कि—

- i. ईंधन क्रय के स्रोत,
- ii. प्रत्येक प्रकार की ईंधन के लिए प्रारंभिक ईंधन भंडार की मात्रा (टन में);
- iii. माह के दौरान प्रत्येक प्रकार की ईंधन हेतु विद्युत संयंत्र के स्थल पर प्राप्त ईंधन की मात्रा (टन में);

- iv. विद्युत उत्पादन के उद्देश्य से उस माह के दौरान प्रत्येक ईंधन प्रकार (बायोमास ईंधन और जीवाश्म ईंधन) के ईंधन की खपत—मात्रा (टन में);
 - v. माह के अंत में विद्युत संयंत्र के स्थल पर उपलब्ध प्रत्येक ईंधन प्रकार (बायोमास ईंधन और जीवाश्म ईंधन) के ईंधन की शेष—भंडार मात्रा (टन में);
 - vi. वित्तीय वर्ष के दौरान उस माह के अंत तक प्राप्त की गई प्रत्येक ईंधन प्रकार (बायोमास ईंधन और जीवाश्म ईंधन) के ईंधन की संचयी—मात्रा (टन में);
 - vii. वित्तीय वर्ष के दौरान उस माह के अंत तक खपत की गई प्रत्येक ईंधन प्रकार (बायोमास ईंधन और जीवाश्म ईंधन) के ईंधन की संचयी—मात्रा (टन में);
 - viii. माह के दौरान वास्तविक (सकल और शुद्ध, विद्युत उत्पादन) लाख युनिट में व्यक्त किया गया;
 - ix. वित्तीय वर्ष के दौरान उस माह के अंत तक किया गया संचयी वास्तविक (सकल और शुद्ध, विद्युत उत्पादन) लाख युनिट में व्यक्त किया गया।
- 41.2 उस दशा में जब पदांकित अभिकरण संतुष्ट हो जाता है, के उत्पादनकर्ता उस स्थिति में पहुंच गया है जहाँ वार्षिक आधार पर (वित्तीय वर्ष) ईंधन मिश्रण मानदण्ड का अनुपालन संभव नहीं है, वह संबंधित हितग्राहियों और उत्पादनकर्ताओं को ऐसे निष्कर्षों के ब्यौरे सुचित करेगा। तदुपरांत हितग्राही उत्पादनकर्ताओं को कारण दर्शाते हुए सूचना जारी करेगा और पूर्वताकृत टैरिफ का भुगतान करने के स्थान पर इस मुद्दे पर विनियम 41.3 में दिए गए प्रावधानों के अनुसार कार्यवाही करेगा। दोनों पक्षों के बीच विद्युत क्रय अनुबंध में नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय द्वारा विहित अनुसार ईंधन मिश्र राशन के अनुपालन हेतु आयोग के विहित अनुमोदन से समुचित तरीके का समावेश कर लिया जाएगा।
- 41.3 जीवाष्म ईंधन के उपयोगी की शर्त का परियोजना विकासकर्ता द्वारा (जिसमें 01 अप्रैल, 2022 से पूर्व और उसके बाद वाणिज्यिक संचालन की दिनांक प्राप्त कर ली है) अनुपालन न करने से ऐसी बायोमास विद्युत परियोजना इन विनियमों में निर्धारित किए अनुसार चूक के वर्ष में जब उस वित्तीय वर्ष के दौरान ऐसी चूक हुई है, निर्धारित पूर्वताकृत टैरिफ का लाभ उठाने के लिए अनर्ह हो जाएगी। तथापि, ऐसी चूककर्ता बायोमास विद्युत परियोजना, चूक की अवधि के दौरान भी संबंधित वितरण अनुज्ञप्तिधारी को विद्युत का विक्रय जारी रखेगी। वितरण अनुज्ञप्तिधारी को प्रदाय की दर का भरांकन औसत पूल किए गए मूल्य पर होगा, जिस पर वितरण अनुज्ञप्तिधारी नये विद्युत का क्रय किया है और उसमें यदि कोई हो तो (बायोमास संयंत्र के चूक वाले वर्ष में) स्वतः उत्पादन की लागत सम्मिलित रहेगी। परन्तु, चूक के संपूर्ण वर्ष के दौरान यथास्थिति उन्हें छोड़ दिया जाएगा, जो नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों पर आधारित हैं और ऐसी विद्युत परियोजना हेतु आगमित अतिरिक्त भुगतान का समायोजन आगे के देयकों में छः बराबर किश्तों में किया जाएगा।
42. निगरानी अभिकरण द्वारा सांख्यिकीय और विवरणिका मांगने की शक्ति
- 42.1 छत्तीसगढ़ नवीकरणीय ऊर्जा विकास प्राधिकरण (क्रेडा) बायोमास परियोजनाओं के ईंधन मिश्र अनुपात की निगरानी करने हेतु दायित्वाधीन होगा;
- 42.2 क्रेडा द्वारा तकनीकी और वाणिज्यिक विवरणों सहित (जिसमें वाणिज्यिक संचालन दिनांक का वर्ष, विहित ईंधन मिश्र अनुपात, ईंधन का स्रोत आदि सम्मिलित है) राज्य में बायोमास परियोजनाओं की जानकारी का संधारण भी किया जाएगा और ऐसी जानकारी अपनी वेबसाइट पर त्रैमासिक रूप से अद्यतन करते हुए सार्वजनिक रूप से उपलब्ध करा दी जाएगी।
- 42.3 परियोजना विकासकर्ता द्वारा विनियम 41 के अधीन वांछित अनुसार अनुसूची प्रबंध 3.1 और 3.2 में विनिर्दिष्ट प्रपत्र में क्रेडा को जानकारी प्रस्तुत की जाएगी।

- 42.4 क्रेडा, विहित रूप से नोटरीकृत शपथ पत्र पर प्रत्येक बायोमास विद्युत संयंत्र के लिए (जिसने 01 अप्रैल, 2012 को या उससे पूर्व वाणिज्यिक संचालन का दिनांक प्राप्त कर लिया है) पूर्ववर्ती वर्ष के दौरान बायोमास आधारित संयंत्र द्वारा जीवाष्म ईंधन और बायोमास ईंधन के उपयोग के संबंध में, एक वार्षिक प्रतिवेदन उस संपूर्ण वित्तीय वर्ष के लिए, प्रत्येक वर्ष अप्रैल के अंत तक आयोग को प्रस्तुत करेगा।
- 42.5 क्रेडा, उसी वार्षिक प्रतिवेदन (विनियम 42.4 में यथा उल्लिखित) को, जो प्रत्येक बायोमास विद्युत संयंत्र के लिए (जिसने 01 अप्रैल, 2012 को या उससे पूर्व वाणिज्यिक संचालन का दिनांक प्राप्त कर लिया है) पूर्ववर्ती वर्ष के दौरान बायोमास आधारित संयंत्र द्वारा जीवाष्म ईंधन और बायोमास ईंधन के उपयोग के संबंध में है, संपूर्ण वित्तीय वर्ष हेतु हितग्राही को भी प्रतिवर्ष अप्रैल के अंत तक प्रस्तुत करेगा। किसी उत्पादन संयंत्र द्वारा जीवाष्म ईंधन के उपयोग के संबंध में पूर्व शर्त का अनुपालन और किसी वित्तीय वर्ष के दौरान विनिर्दिष्ट प्रतिशत से अधिक मात्रा में ऐसे ईंधन का उपयोग उस संयंत्र को किसी अन्य ताप विद्युत उत्पादक के समकक्ष बना देगा और ऐसे संयंत्रों को दिए गए समस्त लाभ जिनमें टैरिफ भी सम्मिलित है, जो नवीकरणीय ऊर्जा स्रोत हेतु दिए जाते हैं, वापस लिए समझे जाएंगे। हितग्राही द्वारा ऐसे उत्पादकों को जीवाष्म ईंधन के उपयोग के संबंध में अनुपालन हेतु नोटिस (सूचना) जारी किया जाएगा और पूर्वताकृत टैरिफ के भुगतान के बजाय इस मुद्दे पर विनियम 41.3 में दिए गए अभिव्यक्त प्रावधानों के अनुसार कार्यवाही की जाएगी।
- परियोजना विकासकर्ता द्वारा दीर्घकालीन ईंधन आपूर्ति की व्यवस्था से संबंधित दस्तावेज हितग्राही सहित क्रेडा को प्रस्तुत की जाएगी।

43. कैलोरी मूल्य—

- 43.1 बायोमास विद्युत परियोजनाओं के लिए टैरिफ निर्धारण के प्रयोजन से बायोमास ईंधन का औसत कैलोरी मूल्य 3100 किलो कैलोरी प्रति किलोग्राम होगा।

44. ईंधन लागत—

- 44.1 बायोमास ईंधन का मूल्य नियंत्रण अवधि (अर्थात्, वित्तीय वर्ष 2022-23) के प्रथम वर्ष के दौरान रु. 3922/- प्रति मीट्रिक टन होगा।
- 44.2 नियंत्रण अवधि के परवर्ती वर्षों के लिए बायोमास ईंधन का मूल्य आधार मूल्य पर पहुँचने के लिए 5 प्रतिशत प्रतिवर्ष की दर से परिवर्धित किया जाएगा।

अध्याय-6

गैर जीवाष्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं के लिए तकनीकी विशेष प्राचल

45. तकनीकी पहलू—

- 45.1 कोई परियोजना एक गैर जीवाष्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजना के रूप में अर्हित होगी, यदि वह विनियम 4.4 के अधीन विनिर्दिष्ट अर्हताकारी मानदण्ड के अनुरूप हो।

46. पूंजीलागत और पूंजीलागत सूचकांकन प्रणाली—

- 46.1 गैर जीवाष्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं के लिए प्रतिमानकीय पूंजीलागत नियंत्रण अवधि (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2022-23) के प्रथम वर्ष हेतु रुपये 492लाख प्रतिमेगावाट विचार में ली जाएगी।

47. क्षमता उपयोगिता कारक—

47.1 निश्चित प्रभार निर्धारित करने के प्रयोजन से गैर जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं का संयंत्र भार कारक नीचे विनियम 47.2 के अधीन यथा विनिर्दिष्ट अनुसार और 92 प्रतिशत के लोड फैक्टर पर पैराई मौसम (क्रसिंग सीजन) और गैर मौसम के दौरान संचालन दिवसों में संयंत्र की उपलब्धता के आधार पर संगणित किया जाएगा।

47.2 संचालन दिवसों की संख्या निम्नानुसार रहेगी—

संचालन दिवस	संयंत्र भार कारक(%)
90 दिवस (पैराई, क्रसिंग)+60दिवस (गैर मौसम)=150 संचालन दिवस	38%

48. सहायक खपत—

48.1 टैरिफ के निर्धारण के लिए सहायक खपत 8.5 प्रतिशत की होगी।

49. स्टेशन ऊष्मा दर—

49.1 गैर जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन परियोजनाओं के टैरिफ निर्धारण की संगणना के लिए अकेले विद्युत उत्पादन घटक हेतु विचारणीय स्टेशन ऊष्मा दर 3600 किला कैलोरी/किलोवॉट घंटा की रहेगी।

50. कैलोरी मूल्य—

50.1 खली (बगासी) के लिए सकल कैलोरी मूल्य 2250 किलो कैलोरी प्रति किलोग्राम, विचारणीय होगा। खली के अलावा कोई अन्य बायोमास ईंधन के लिए विनियम 43 के अधीन विनिर्दिष्ट कैलोरी मूल्य प्रयोज्य होगा।

51. ईंधन लागत—

51.1 नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2022-23) हेतु खली का मूल्य रुपये 2507 प्रति मीट्रिक टन होगा और उसके उपरांत नियंत्रण अवधि के परवर्ती वर्षों के लिए आधार मूल्य के लिए 5 प्रतिशत प्रतिवर्ष की दर से परिवर्धित किया जाएगा।

51.2 सह-उत्पादन परियोजनाओं में खली के अलावा अन्य बायोमास के उपयोग के लिए बायोमास का मूल्य विनियम 44 के अधीन विनिर्दिष्ट किए अनुसार प्रयोज्य होगा।

53.3 स्तरीकृत (levellised) टैरिफ का निर्धारण करने के उद्देश्य के लिए, खली का मूल्य पर 5 प्रतिशत वार्षिक का प्रतिमानकीय परिवर्धन कारक प्रयोज्य होगा।

52. संचालन और संधारण व्यय—

52.1 नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2022-23) के लिए प्रतिमानकीय संचालन और संधारण व्यय रुपये 27.40 लाख प्रतिमेगावॉट होगा।

52.2 इन विनियमों के अधीन नियंत्रण अवधि के प्रारंभ में अनुमत किए गए प्रतिमानकीय संचालन और संधारण व्ययों को 3.84 प्रतिशत वार्षिक की दर से परिवर्धित किया जाएगा।

अध्याय-7

सौर पी.व्ही. विद्युत परियोजनाओं के लिए तकनीकी विशेष प्राचल

53. तकनीकी पहलू-

53.1 इन विनियमों के अधीन सौर पी.व्ही. विद्युत के लिए प्रतिमानक ग्रिड संयोजित पी.व्ही. प्रणालियों जो सीधे सौर ऊर्जा को विद्युत में परिवर्तित करते हैं और जो नवीन और नवीकरणीय ऊर्जा मंत्रालय द्वारा यथा अनुमोदित तकनीकों जैसे- क्रिस्टलाईन सिलीकॉन अथवा पतली फिल्म आदि पर आधारित हैं, पर प्रयोज्य अनुसार होंगे।

53.2 आयोग सौर पी.व्ही. परियोजनाएं जिनकी क्षमता 0.5 मे.वा. से 2 मे.वा. है उसका मूल टैरिफ निर्धारित करेगा और 2 मे.वा. से 5 मे.वा. तक के परियोजना के लिए परियोजना विशेष टैरिफ निर्धारित करेगा।

54. पूंजीलागत-

54.1 0.5 मे.वा. से 2 मे.वा. सौर पी.व्ही. परियोजनाओं के लिए प्रतिमानकीय पूंजीलागत नियंत्रण अवधि (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2022-23) के प्रथम वर्ष हेतु रुपये 4.5 करोड़/मे.वा. विचार में ली जाएगी।

54.2 सौर पी.व्ही. विद्युत परियोजना, जिन्होंने 01 अप्रैल, 2022 से पूर्व वाणिज्यिक संचालन दिनांक प्राप्त कर लिया है, कि पूंजीलागत आयोग द्वारा संबंधित अनुमोदित आदेशों के माध्यम से, इन आदेशों के प्रवर्तन तक शासित होगी।

55. क्षमता उपयोगिता कारक-

55.1 सौर पी.व्ही. विद्युत परियोजना के लिए क्षमता उपयोगिता कारक 19 प्रतिशत होगा। परंतु विनियम 7 एवं विनियम 8 के अनुसरण में परियोजना विशेष टैरिफ निर्धारण के संबंध में आयोग उपरोक्त मानदण्डों से विचलन हो सकता है।

56. संचालन और संधारण व्यय-

56.1 संचालन के प्रथम वर्ष हेतु संचालन और संधारण व्यय रुपये 8.12 लाख प्रति मेगावॉट होगा।

56.2 इन विनियमों के अधीन टैरिफ अवधि के प्रारंभ में अनुमत प्रतिमानकीय संचालन और संधारण व्ययों को 3.84 प्रतिशत वार्षिक की दर से परिवर्धित किया जाएगा।

57. सहायक खपत

57.1 सहायक खपत कारक सकल उत्पादन का 0.25 प्रतिशत होगा।

परंतु विनियम 7 एवं विनियम 8 के अनुसरण में परियोजना विशेष टैरिफ निर्धारण के संबंध में आयोग उपरोक्त मानदण्डों से विचलन हो सकता है।

अध्याय-8

सौर तापीय विद्युत परियोजनाओं के लिए तकनीकी विशेष प्राचल

58. तकनीकी पहलू-

58.1 इन विनियमों के अधीन सौर ताप विद्युत के लिए प्रतिमानक सांद्र सौर विद्युत तकनीकों नामतः रेखिक केन्द्रण (फोकसिंग) अथवा बिन्दु केन्द्रण, नवीन और नवीनकरणीय ऊर्जा मंत्रालय द्वारा

यथा अनुमोदित, और सीधे सूर्य के प्रकाश को उपयोग में लाकर इसे कई गुना सांद्र करते हुए ऊर्जा के उच्चतर घनत्व को प्राप्त करती हैं और इस प्रकार उच्चतर तापमान और उससे उत्पन्न ताप का उपयोग पारंपरिक विद्युत साईकल को चलाने में करते हैं जिससे विद्युत का उत्पादन होता है, पर प्रयोज्य होंगे।

59 पूंजीलागत—

- 59.1 सौर तापीय विद्युत परियोजनाओं के लिए, प्रचलित बाजार के प्रवृत्ति के अनुसार, आयोग केवल परियोजना विशेष पूंजी लागत और टैरिफ निर्धारित करेगा।

60. क्षमता उपयोगिता कारक—

- 60.1 सौर ताप विद्युत परियोजना के लिए क्षमता उपयोगिता कारक 23 प्रतिशत होगा। परंतु विनियम 7 एवं विनियम 8 के अनुसरण में परियोजना विशेष टैरिफ निर्धारण के संबंध में आयोग उपरोक्त मानदण्डों से विचलन हो सकता है।

61. संचालन और संधारण व्यय—

- 61.1 सौर तापीय विद्युत परियोजनाओं के लिए, प्रचलित बाजार के प्रवृत्ति के अनुसार, आयोग केवल परियोजना विशेष संचालन और संधारण व्यय निर्धारित करेगा।

62. सहायक खपत—

- 62.1 सहायक खपत कारक 10 प्रतिशत होगा।

परंतु विनियम 7 एवं विनियम 8 के अनुसरण में परियोजना विशेष टैरिफ निर्धारण के संबंध में आयोग उपरोक्त मानदण्डों से विचलन हो सकता है।

63. संकर सौर ताप विद्युत संयंत्र—

- 63.1 संकर सौर ताप विद्युत संयंत्रों के लिए पूंजीलागत, सहायक खपत कारक, क्षमता उपयोग कारक, संचालन और संधारण व्यय और अन्य सुसंगत प्राचल आयोग द्वारा प्रकरणवार आधार पर अभिनिश्चित किए जाएंगे।

अध्याय—9

रेनकाईन साईकिल तकनीक पर आधारित नगरपालिक ठोस अपशिष्ट आधारित विद्युत परियोजनाओं/कचरा निष्पन्न ईंधन आधारित विद्युत परियोजनाओं के लिए तकनीकी विशिष्ट प्रतिमान

64. तकनीकी पहलू (Technology Aspect)

- 64.1 यहां विनिर्दिष्ट टैरिफ निर्धारण के मानदण्ड ऐसी विद्युत परियोजनाओं के लिए हैं जो नगरीय ठोस अपशिष्ट और कचरा निष्पन्न ईंधन का उपयोग करते हैं और जो रेनकाईन साईकिल तकनीक से दहन या ज्वलन, बायोमिथेनेशन, पायरोलिसिस और उच्चतर स्तर की गैसीफायर तकनीक पर आधारित हैं।

65. पूंजीगत लागत (Capital Cost)

65.1 नगरपालिक ठोस अपशिष्ट/कचरा निष्पन्न ईंधन विद्युत परियोजनाओं के लिए, प्रचलित बाजार के प्रवृत्ति के अनुसार, आयोग केवल परियोजना विशेष पूंजी लागत और टैरिफ निर्धारित करेगा।

66. क्षमता उपयोग कारक (Capacity Utilization Factor)

66.1 टैरिफ के स्थित प्रभार घटक का निर्धारण करने के लिए थ्रेस होल्ड क्षमता उपयोगिता कारक होगा—

अ) स्थिरिकरण के दौरान— 65 प्रतिशत

ब) प्रथम वर्ष की शेष अवधि के दौरान (स्थिरिकरण के बाद)— 65 प्रतिशत

स) दो वर्ष के पश्चात् — 75 प्रतिशत नगरपालिक ठोस अपशिष्ट परियोजनाओं के लिए और 80 प्रतिशत कचरा निष्पन्न ईंधन परियोजनाओं के लिए

66.2 स्थिरिकरण की अवधि परियोजना के चालू होने की तिथि से छः महीने से अधिक नहीं होगी।

67. सहायक खपत (Auxiliary Consumption)

67.1 ऐसी विद्युत परियोजनाएं जो नगरपालिक ठोस अपशिष्ट और कचरा निष्पन्न ईंधन का उपयोग करती हैं के लिए सहायक विद्युत खपत 15 प्रतिशत रहेगी।

68. केन्द्र ताप दर (Station Heat Rate)

68.1 ऐसी विद्युत परियोजनाएं जो नगरपालिक ठोस अपशिष्ट और कचरा निष्पन्न ईंधन का उपयोग करती हैं के लिए केन्द्र ताप दर 4200 किलो कैलोरी प्रति किलोवॉट प्रति घंटा रहेगी।

69. संचालन और संधारण व्यय (Operation and Maintenance Expenses)

69.1 नगरपालिक ठोस अपशिष्ट और कचरा निष्पन्न ईंधन विद्युत परियोजनाओं के लिए, प्रचलित बाजार के प्रवृत्ति के अनुसार, आयोग केवल परियोजना विशेष संचालन और संधारण व्यय निर्धारित करेगा।

70. कैलोरी मूल्य (Calorific Value)

70.1 टैरिफ के निर्धारण के उद्देश्य से नगरपालिक ठोस अपशिष्ट और कचरा निष्पन्न ईंधन का कैलोरी मूल्य 2500 किलो कैलोरी प्रतिकिलोग्राम होगा।

71. ईंधन लागत (Fuel Cost)

71.1 कचरा निष्पन्न ईंधन का मूल्य वित्तीय वर्ष 2022-23 के दौरान रुपये 2297.88 प्रति मीट्रिक टन रहेगा। नियंत्रक अवधि के बाद प्रत्येक पर्वतीय वर्ष के लिए 5 प्रतिशत प्रतिवर्ष मानदण्डीय वृद्धिगत कारक, कचरा निष्पन्न ईंधन परियोजना विकास करता के विकल्प पर प्रयोज्य होगा। नगरपालिक ठोस अपशिष्ट का उपयोग करने वाली विद्युत परियोजनाओं हेतु टैरिफ के निर्धारण के लिए कोई ईंधन लागत विचार में नहीं ली जाएगी।

72. नगरपालिक ठोस अपशिष्ट/कचरा निष्पन्न ईंधन के उपयोग हेतु निगरानी प्रणाली (Monitoring Mechanism for the use of MSW/RDF)

72.1 परियोजना विकास करता प्रत्येक माह के लिए एक मासिक ईंधन अवाप्ति और मासिक ईंधन उपयोगता विवरण संधि लेखापाल द्वारा विहित प्रमाणिकृत, हितग्राहि अनुज्ञप्तिधारी को प्रस्तुत

करेगा जिसमें हितग्राहि अनुज्ञप्तिधारी, जिसके साथ विद्युतकय अनुबंध किया गया है (नगर पालिक ठोस अपशिष्ट/कचरा निष्पन्न ईंधन की खपत पर निगरानी के लिए एक प्रतिलिपि समुचित अभिकरण अर्थात् क्रेडा हेतु) के समाधान हेतु सम्पूर्ण व्यौरे दिए जाएंगे। इस विवरण में निम्नलिखित जैसी जानकारी का समावेश होगा :

- i. प्रत्येक प्रकार के ईंधन हेतु प्रारंभिक ईंधन मात्रा का भण्डार (टन में),
- ii. प्रत्येक प्रकार के ईंधन हेतु, माह के दौरान विद्युत संयंत्र के स्थल पर ईंधन की मात्रा (टन में) की प्राप्ति,
- iii. प्रत्येक माह के दौरान विद्युत उत्पादन के उद्देश्य से प्रत्येक प्रकार के ईंधन की खपत, ईंधन की मात्रा (टन में),
- iv. प्रत्येक प्रकार के ईंधन हेतु, माह के अंत में विद्युत संयंत्र के स्थल पर ईंधन के भण्डार की मात्रा (टन में),
- v. प्रत्येक प्रकार के ईंधन हेतु, वित्तीय वर्ष के दौरान माह के अंत तक प्राप्त की गई ईंधन की कुल मात्रा (टन में),
- vi. प्रत्येक प्रकार के ईंधन हेतु, वित्तीय वर्ष के दौरान माह के अंत में खपत की गई ईंधन की कुल मात्रा (टन में),
- vii. माह के दौरान वास्तविक (सकल और शुद्ध) विद्युत उत्पादन (लाख यूनिट में प्रदर्शित),
- viii. समग्र वास्तविक (सकल और शुद्ध) विद्युत उत्पादन (लाख यूनिट में प्रदर्शित) उस वित्तीय वर्ष के अंतिम माह तक

72.2 उपर्युक्त प्रावधानों के अन-अनुपालन को आयोग के ध्यान में लाया जाना है। दोनों पक्षों के बीच आयोग के विहित अनुमोदन से नगरीय ठोस अपशिष्ट/कचरा निष्पन्न ईंधन के उपयोग संबंधी अनुपालन के लिए दोनों पक्षों के बीच, विद्युत कय अनुबंध में समुचित प्रणाली का समावेश किया जाएगा।

72.3 परियोजना विकासकर्ता द्वारा नगरीय ठोस अपशिष्ट/कचरा निष्पन्न ईंधन के उपयोग के संबंध में किसी शर्त के अन-अनुपालन करने से किसी वित्तीय वर्ष के दौरान ऐसी अपशिष्ट से ऊर्जा परियोजना इन विनियमों के अंतर्गत उस वर्ष में, ऐसे वित्तीय वर्ष के दौरान जब चूक की गयी है इन विनियमों के अनुसार निर्धारित पूर्वतः टैरिफ का लाभ उठाने के लिए अनर्हित हो जाएगी। तथापि, ऐसी चूककर्ता अपशिष्ट से ऊर्जा परियोजना चूक की अवधि के दौरान भी संबंधित वितरण अनुज्ञप्तिधारी को विद्युत का विक्रय जारी रखेगी। वितरण अनुज्ञप्तिधारी को प्रदाय की दर औसत कुल किए गए मूल्य पर भारांकित की जाएगी जिस पर वितरण अनुज्ञप्तिधारी ने विद्युत का कय समस्त दीर्घावधि और लघुअवधि विद्युत प्रदायकर्ताओं से किया है और उसमें स्व-उत्पादन, यदि कोई हो (अपशिष्ट से ऊर्जा परियोजना संयंत्र के चूक करने के वर्ष में) सम्मिलित हैं, परंतु यथा स्थिति चूक के सम्पूर्ण वर्ष हेतु नवीकरणीय ऊर्जा स्रोतों के आधार पर तैयार विद्युत का छोड़कर और ऐसी विद्युत परियोजना को हुए अतिरिक्त भुगतान का समायोजन भविष्य के देयकों में छः समान मासिक किश्तों में कर दिया जाएगा।

73. निगरानी अभिकरण द्वारा सांख्यिकी और रिटर्न (विवरणियां) को मंगाने की शक्ति (Power to require statistics & Returns by Monitoring Agency)

73.1 बायोमास परियोजनाओं के ईंधन मिश्र अनुपात के अनुपालन की निगरानी हेतु छत्तीसगढ़ नवीकरणीय ऊर्जा विकास अभिकरण (क्रेडा) दायित्वाधीन रहेगा।

73.2 नवीकरणीय ऊर्जा विकास अभिकरण (क्रेडा) ऐसे डाटा, जिसमें राज्य के भीतर अपशिष्ट से ऊर्जा परियोजनाओं का तकनीकी और वाणिज्यिक विवरण सम्मिलित है (वाणिज्यिक संचालन की दिनांक का वर्ष, ईंधन के उपयोग, ईंधन के स्रोत आदि सहित) के डाटा का भी संधारण करेगा

और इस डाटा को त्रैमासिक रूप से अद्यतन करते हुए अपनी वेबसाईट पर प्रकाशित करके सार्वजनिक रूप से उपलब्ध कराएगा।

- 73.3 परियोजना विकासकर्ता, विनियम 72 में वांछित नवीकरणीय ऊर्जा विकास अभिकरण (क्रेडा) द्वारा यथा रूपांकित प्ररूप में जानकारी नवीकरणीय ऊर्जा विकास अभिकरण (क्रेडा) को प्रस्तुत करेगा।
- 73.4 नवीकरणीय ऊर्जा विकास अभिकरण (क्रेडा) विहित नोटरीकृत शपथ पत्र पर प्रत्येक अपशिष्ट से ऊर्जा संयंत्र के लिए नगरपालिक ठोस अपशिष्ट/कचरा निष्पन्न ईंधन के उपयोग के संबंध में एक वार्षिक प्रतिवेदन, सम्पूर्ण वित्तीय वर्ष के लिए, प्रतिवर्ष अप्रैल माह के अंत तक प्रस्तुत करेगा। नवीकरणीय ऊर्जा विकास अभिकरण (क्रेडा), सम्पूर्ण वित्तीय वर्ष के लिए इस वार्षिक प्रतिवेदन को हितग्राही वितरण अनुज्ञप्तिधारी को भी प्रेषित करेगा।

अध्याय-10

बायोगैस आधारित विद्युत परियोजनाओं के लिए तकनीकी विशेष प्राचल

74. पूंजीगत लागत (Capital Cost)
- 74.1 बायोगैस आधारित विद्युत परियोजनाओं के लिए प्रतिमानकीय पूंजीलागत नियंत्रण अवधि (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2022-23) के प्रथम वर्ष हेतु रुपये 1186 लाख प्रतिमेगावॉट विचार में ली जाएगी। पूंजीगत सब्सिडी को ध्यान में रखते हुए शुद्ध परियोजना लागत 886 लाख रुपये प्रति मेगावॉट होगी।
75. संयंत्र भार कारक
- टैरिफ के निर्धारण के प्रयोजन के लिए संयंत्र भार कारक को 90 प्रतिशत माना जाएगा।
76. सहायक खपत (Auxiliary Consumption)
- 76.1 टैरिफ के निर्धारण के लिए सहायक विद्युत खपत 12 प्रतिशत विचार में ली जाएगी।
77. संचालन और संधारण व्यय (Operation and Maintenance Expenses)
- 77.1 नियंत्रण अवधि के पहले वर्ष हेतु (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2022-23 के लिए) प्रतिमानक संचालन और संधारण व्यय रुपये 66.1 लाख प्रतिमेगावॉट होंगे।
- 77.2 टैरिफ अवधि के प्रारंभ होने पर अनुमत प्रतिमानकीय संचालन और संधारण व्ययों को नियंत्रण अवधि के परवर्ती वर्षों के लिए 3.84 प्रतिशत प्रतिवर्ष की दर से परिवर्धित किया जाएगा।
78. विशिष्ट ईंधन खपत (Specific Fuel Consumption)
- 78.1 विशिष्ट ईंधन खपत का प्रतिमान सब्सट्रेट मिश्रण का प्रति किलोवॉट घंटा हेतु 3 किलोग्राम होगा।
79. ईंधन लागत (Fuel Cost)
- 79.1 नियंत्रण अवधि के प्रथम वर्ष (अर्थात् वित्तीय वर्ष 2022-23) हेतु ईंधन का मूल्य रुपये 2000 प्रति मीट्रिक टन होगा और उसके उपरांत नियंत्रण अवधि के परवर्ती वर्षों के लिए आधार मूल्य के लिए 5 प्रतिशत प्रतिवर्ष की दर से परिवर्धित किया जाएगा। स्तरीकृत (levellised) टैरिफ का निर्धारण करने के उद्देश्य के लिए, 5 प्रतिशत वार्षिक का प्रतिमानकीय परिवर्धन कारक प्रयोज्य होगा।

अध्याय-11 विविध

80. प्रतिमानकों से विचलन—

- 81.1 उत्पादन कंपनी द्वारा विद्युत के विक्रय हेतु टैरिफ को इन विनियमों में विनिर्दिष्ट प्रतिमानों के विचलन में इस शर्त के अधीन निर्धारित किया जा सकता है कि इन विनियमों के अधीन विनिर्दिष्ट प्रतिमानों से विचलन के कारणों को लिखित में अभिलिखित किया जाए।

81. छूट देने की शक्ति—

- 81.1 आयोग अपने सामान्य अथवा विशेष आदेश से कारणों को अभिलिखित करते हुए और प्रभावित हो सकने वाले पक्षों को सुनवाई का समुचित अवसर देने के उपरांत इन विनियमों के किन्हीं प्रावधानों को स्वयं अपनी ओर से अथवा उसके समक्ष किसी हितबद्ध व्यक्ति द्वारा आवेदन किए जाने पर, छूट प्रदान कर सकेगा।

82. कठिनाईयों दूर करने की शक्ति—

- 82.1 यदि इन विनियमों को प्रवृत्त करने में कोई कठिनाई उत्पन्न हो तो आयोग स्वप्रेरणा से अथवा अन्यथा आदेश जारी करके तथा जो उस आदेश से प्रभावित हो सकते हों उन्हें समुचित सुनवाई का अवसर प्रदान करके, इन विनियमों से सुसंगत ऐसे प्रावधान कर सकेगा, जो कठिनाई को दूर करने के लिए आयोग द्वारा आवश्यक समझे जाएं।

टीपः— इन विनियमों के हिन्दी पाठ से अंग्रेजी पाठ के निर्वचन अथवा समझ में किसी तरह के मतभेद होने की दशा में, आयोग का निर्णय अंतिम व बंधनकारी होगा।

आयोग के आदेशानुसार

हस्ता. /—

(सूर्य प्रकाश शुक्ला)
सचिव.

प्रेषत्र-1.1 (पवन विद्युत/लघु जल परियोजना/सौर पी.व्ही/सौर तापीय) टैम्पलेट (सांचा): प्राचल धारणा

क्र.	धारणा शीर्ष	उपशीर्ष	उपशीर्ष (2)	यूनिट	प्राचल मूल्य
1.	विद्युत उत्पादन				
		क्षमता			
			स्थापित विद्युत उत्पादन क्षमता	मेगावॉट	
			क्षमता उपयोगिता कारक	%	
			वाणिज्यिक संचालन की दिनांक	माह/वर्ष	
			उपयोगी जीवनकाल	वर्ष	
2.	परियोजना लागत				
		पूँजीगत लागत/मेगावॉट			
			मानदण्डीय लागत पूँजी	रु. लाख/मेगावॉट	
			लागत पूँजी	रु. लाख	
			पूँजी सबसीडी, यदि कोई हो	रु. लाख	
			सकल लागत पूँजी		
3.	वित्तीय धारण				
			टैरिफ अवधि	वर्ष	
		ऋण:साम्या			
			ऋण	%	
			साम्या	%	
			कुल ऋण राशि	रु. लाख	
			कुल साम्या राशि	रु. लाख	
		ऋण घटक			
			उधार राशि	रु. लाख	
			आस्थगण अवधि	वर्ष	
			पुनर्मुगतान अवधि (आस्थगण सहित)	वर्ष	
			ब्याज की दर	%	
		साम्या घटक			
			साम्या राशि	रु. लाख	
			साम्य प्रतिफल पहले 10 वर्ष	%प्रतिवर्ष	
			साम्य प्रतिफल 11 वे वर्ष से	%प्रतिवर्ष	
		घसारा			
			घसारा दर-पहले 10 वर्ष	%	
			घसारा दर पहले 13 वें वर्ष से	%	
4.	संचालन और संधारण				
		मानदंडीय संचालन और संधारण व्यय		रु. लाख/मेगावॉट	
		प्रतिवर्ष मानदंडीय संचालन और संधारण व्यय		रु. लाख	
		पूरवर्धि कारक संचालन और संधारण व्यय हेतु		%	
5.	कार्यशील पूँजी				
		संचालन और संधारण व्यय		माह	
		संधारण अतिरिक्त	संचालन/संधारण व्यय का प्रतिशत	%	
		प्राप्तव्य		माह	
		कार्यशील पूँजी पर ब्याज		%प्रतिवर्ष	

प्रपत्र-1.2 टैरिफ घटकों के निर्धारण हेतु (पवन विद्युत/लघु जल परियोजना/सौर पी.व्ही/सौर तापीय) टैम्पलेट (सांचा):

इकाई का उत्पादन	इकाई	1-वर्ष	2-वर्ष	3-वर्ष	4-वर्ष	5-वर्ष
स्थापित क्षमता	मेगावॉट					
कुल उत्पादन	मेगायूनिट					
टैरिफ घटक (स्थिर प्रभार)	इकाई	1-वर्ष	2-वर्ष	3-वर्ष	4-वर्ष	5-वर्ष
संचालन/संधारण व्यय	रु.लाख					
मूल्यहास(घसारा)	रु.लाख					
अवधि ऋण पर ब्याज	रु.लाख					
कार्यशील पूंजी पर ब्याज	रु.लाख					
साम्य पर प्रतिफल	रु.लाख					
कुल स्थिर लागत	रु.लाख					
प्रतिइकाई टैरिफ घटक	इकाई	1-वर्ष	2-वर्ष	3-वर्ष	4-वर्ष	5-वर्ष
प्रतिइकाई संचालन/संधारण व्यय	रु. प्रतिकिलोवॉट					
प्रतिइकाई मूल्यहास	रु. प्रतिकिलोवॉट					
प्रतिइकाई अवधि ऋण पर ब्याज	रु. प्रतिकिलोवॉट					
प्रतिइकाई कार्यशील पूंजी पर ब्याज	रु. प्रतिकिलोवॉट					
प्रतिइकाई साम्या पर प्रतिफल	रु. प्रतिकिलोवॉट					
प्रतिइकाई टैरिफ घटक	रु. प्रतिकिलोवॉट					

प्रपत्र-2.1: बायोमास विद्युत, बायोगैस आधारित विद्युत परियोजना/गैर जीवाष्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन: प्राचल(पैरामीटर) धारणाओं का नमूना

क्र.	धारणा शीर्ष	उपशीर्ष	उपशीर्ष (2)	यूनिट	प्राचल मूल्य
1.	विद्युत उत्पादन				
		क्षमता			
			स्थापित विद्युत उत्पादन क्षमता	मेगावॉट	
			सहायक खपत का घटक	%	
			वाणिज्यिक संचालन की प्रथम छःमाही में पी.एल.एफ	%	
			वाणिज्यिक संचालन के प्रथम वर्ष के अगले छःमाही में पी.एल.एफ	%	
			वाणिज्यिक संचालन के दूसरे वर्ष से पी.एल.एफ	%	
			वाणिज्यिक उत्पादन की दिनांक	माह/वर्ष	
			उपयोगी जीवनकाल	वर्ष	
2.	परियोजना लागत				
3.	वित्तीय धारण				
		पूँजीगत लागत/मेगावॉट			
			मानदण्डिय लागत पूँजी	रु. लाख/मेगावॉट	
			लागत पूँजी	रु. लाख	
			पूँजी सबसीडी, यदि कोई हो	रु. लाख	
			सकल लागत पूँजी		
			टैरिफ अवधि	वर्ष	
		ऋण:साम्या			
			ऋण	%	
			साम्या	%	
			कुल ऋण राशि	रु. लाख	
			कुल साम्या राशि	रु. लाख	
		ऋण घटक			
			उधार राशि	रु. लाख	
			आस्थगण अवधि	वर्ष	
			पुनर्भुगतान अवधि (आस्थगण सहित)	वर्ष	
			ब्याज की दर	%	
		साम्या घटक			
			साम्या राशि	रु. लाख	
			साम्य प्रतिफल पहले 10 वर्ष	%प्रतिवर्ष	
			साम्य प्रतिफल 11 वे वर्ष से	%प्रतिवर्ष	
		मूल्यहास (घसारा)			

क्र.	धारणा शीर्ष	उपशीर्ष	उपशीर्ष (2)	यूनिट	प्राचल मूल्य
			मूल्यहास दर-पहले 12 वर्ष	%	
			मूल्यहास दर पहले 13 वे वर्ष से	%	
4.	संचालन और संधारण				

		मानदंडीय संचालन और संधारण व्यय		रु. लाख/मेगावॉट	
		प्रतिवर्ष मानदंडीय संचालन और संधारण व्यय		रु. लाख	
		पूरवर्धि कारक संचालन और संधारण व्यय हेतु		%	
5.	कार्यशील पूंजी				
		संचालन और संधारण व्यय		माह	
		संधारण अतिरिक्त	संचालन/संधारण व्यय का प्रतिषत	%	
		प्राप्तव्य		माह	
		बायोमास भंडार		माह	
		कार्यशील पूंजी पर ब्याज		%प्रतिवर्ष	
6.	ईंधन संबंधित धारणाएं				
		स्टेशन ऊष्मा दर	स्थिरीकरण के दौरान	कैलोरी/ किलोवॉट	
			स्थिरीकरण के बाद	कैलोरी/ किलोवॉट	
		ईंधन प्रकार और मिश्र	बायोमास ईंधन प्रकार-1	%	
			बायोमास ईंधन प्रकार-2	%	
			जीवाश्म ईंधन (कोयला)	%	
			बायोमास ईंधन प्रकार-1 जी.सी.व्ही.	कैलोरी/ किलोग्राम	
			बायोमास ईंधन प्रकार-2 जी.सी.व्ही.	कैलोरी/ किलोग्राम	
			जीवाश्म ईंधन का (कोयला) जी.सी.व्ही.	कैलोरी/ किलोग्राम	
			बायोमास मूल्य (ईंधन प्रकार-1): वर्ष 1	रु./एम.टी	
			बायोमास मूल्य (ईंधन प्रकार-2): वर्ष 1	रु./एम.टी	
			जीवाश्म ईंधनमूल्य (कोयला) वर्ष 1	रु./एम.टी	
			ईंधन मूल्य परिवर्धन कारक	%प्रतिवर्ष	

प्रपत्र-2.2: टैरिफ घटकों के निर्धारण: नमूना (बायोमास विद्युत, बायोगैस आधारित विद्युत परियोजना या गैर जीवाश्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन)

इकाई का उत्पादन	इकाई	1-वर्ष	2-वर्ष	3-वर्ष	4-वर्ष	5-वर्ष
स्थापित क्षमता	मेगावॉट					
कुल उत्पादन	मेगायूनिट					
टैरिफ घटक (स्थिर प्रभार)	इकाई	1-वर्ष	2-वर्ष	3-वर्ष	4-वर्ष	5-वर्ष
संचालन/संधारण व्यय	रु. लाख					
मूल्यहास(घसारा)	रु. लाख					
अवधि ऋण पर ब्याज	रु. लाख					
कार्यशील पूंजी पर ब्याज	रु. लाख					
साम्य पर प्रतिफल	रु. लाख					
कुल स्थिर लागत	रु. लाख					
टैरिफ घटक (परिवर्तनीय प्रभार)	इकाई	1-वर्ष	2-वर्ष	3-वर्ष	4-वर्ष	5-वर्ष
बायोमास ईंधन प्रकार-1	रु. लाख					
बायोमास ईंधन प्रकार-2	रु. लाख					
जीवाश्म ईंधन (कोयला)	रु. लाख					
उप योग (ईंधन लागत)	रु. लाख					
विद्युत से आर्बिटिट ईंधन लागत	%					
योग-ईंधन लागत	रु. लाख					
प्रतियूनिट टैरिफ घटक(स्थिर)	इकाई	1-वर्ष	2-वर्ष	3-वर्ष	4-वर्ष	5-वर्ष
प्रतिइकाई संचालन/संधारण व्यय	रु. प्रतिकिलोवॉट					
प्रतिइकाई मूल्यहास	रु. प्रतिकिलोवॉट					
प्रतिइकाई अवधि ऋण पर ब्याज	रु. प्रतिकिलोवॉट					
प्रतिइकाई कार्यशील पूंजी पर ब्याज	रु. प्रतिकिलोवॉट					
प्रतिइकाई साम्या पर प्रतिफल	रु. प्रतिकिलोवॉट					
प्रतिइकाई टैरिफ घटक (स्थिर)	रु. प्रतिकिलोवॉट					
प्रतिइकाई टैरिफ घटक (परिवर्तनीय)	रु. प्रतिकिलोवॉट					
प्रतिइकाई टैरिफ घटक(कुल)	रु. प्रतिकिलोवॉट					

प्रपत्र-3.1 बायोमास विद्युत / बायोगैस आधारित विद्युत परियोजना / गैर जीवाष्म ईंधन आधारित सह-उत्पादन: ईंधन उपयोगिता विवरण

ऊर्जा का स्रोत:

1.....2.....3.....4.....

[illegible]

प्रारंभ (चालू) होने की दिनांक

परियोजना कोड

[illegible]

Raipur, the 28th November 2022

NOTIFICATION

Chhattisgarh State Electricity Regulatory Commission (Terms and conditions for determination of generation tariff and related matters for electricity generated by plants based on renewable energy sources) Regulations, 2022

No. 95/CSERC/2022.— Govt. of India is giving thrust to develop renewable source of energy being environment friendly in nature. Also the Electricity Act 2003 provides for policy formulation by the Government of India and mandates State Electricity Regulatory Commissions (SERCs) to take steps to promote renewable sources of energy within their area of jurisdiction.

The Central Commission (CERC) has notified the Central Electricity Regulatory Commission (Terms and Conditions for Tariff determination from Renewable Energy Sources), Regulations, 2020 under which tariff determination aspects for various renewable energy technologies including biogas-based power project, municipal waste to energy (municipal solid waste and refused derived fuel), have been discussed. Although these Regulations are applicable for central sector and inter-State generation projects, under Section 61 of EA 2003, however these can be considered as guiding factor for SERCs while dealing with matters related to energy generation from RE sources.

Centre of Wind Energy Technology (CWET)/ National Institute of Wind Energy (NIWE) along with CREDA has identified few wind energy potential sites in the Chhattisgarh State, wherein wind energy potential can be harnessed for power generation, which needs suitable considerations to attract the investors in this sector.

India is aiming to have Net Zero Emission by 2070. In the recent COP-26 Summit at Glasgow, India has upped its target of electricity from non-fossil fuel based sources to 500 GW by 2030 and thus, about 50% of total energy consumed by 2030 is expected to come from renewable sources. As India prepares for the energy transition from fossil fuel to non-fossil fuel based energy systems and aims to achieve the reduction in GHG/CO₂ emission by 1 billion tones by 2030, India will need to promote installation of 500 GW of non-fossil fuel capacity, out of which 450 MW will come from renewable energy. Keeping these commitments in mind, Central Govt have been launching various schemes and mechanism to promote bundling of cheaper renewable energy with costlier thermal power, promote energy transition and enable the beneficiary DISCOM achieve RPO at least costs.

Keeping the above in view and in exercise of powers vested under section 61, 86 read with Section 181 of the Electricity Act 2003 (36 of 2003) and all other powers enabling it in this behalf, the Chhattisgarh State Electricity Regulatory Commission (the Commission) hereby makes the following Regulations specifying the terms and conditions of tariff for renewable energy sources for the purpose of sale of power to distribution licensees.

1. Short title and commencement

- 1.1 These Regulations may be called the Chhattisgarh State Electricity Regulatory Commission (Terms and conditions for determination of generation tariff and related matters for electricity generated by plants based renewable energy sources) Regulations, 2022.
- 1.2 These Regulations shall come into force from April 01, 2022 and shall remain in force for a period of 3 years from the date of commencement.
- 1.3 These Regulations shall extend to the whole of the State of Chhattisgarh and shall be applicable to renewable energy based generating stations established in the State.

2. Definitions and Interpretation

2.1 In these Regulations, unless the context otherwise requires:

- a) "Act" means the Electricity Act, 2003 (36 of 2003), as amended from time to time;
- b) "Auxiliary Energy Consumption" or 'AUX' in relation to a period in case of a generating station means the quantum of energy consumed by auxiliary equipments of the generating station, and transformer losses within the generating station, expressed as a percentage of the sum of gross energy generated at the generator terminals of all the units, combined or separately of the generating station.
- c) 'Biogas' means a gas produced when organic matter like crop residues, sewage, cattle dung, poultry waste and manure breaks down (ferments) in an oxygen-free environment;
- d) "Biomass" means wastes produced during agricultural and forestry operations (for example straws and stalks) or produced as a by-product of processing operations of agricultural produce (e.g., husks, shells, de-oiled cakes, etc); wood produced in dedicated energy plantations or recovered from wild bushes/weeds, and the wood waste produced in some industrial operations or as specified by Ministry of New and Renewable Energy from time to time.
- e) "Capacity Utilization Factor" or "CUF" or "Plant Load Factor" or "PLF" for a given period, means the total electricity corresponding to actual generation (gross generation) during the reference period, expressed as a percentage of gross generation electricity corresponding to installed capacity in that reference period and shall be computed in accordance with the following formula;

$$\text{CUF} = \frac{\text{Gross generation over the reference period} \times 100\%}{\text{Installed capacity} \times \text{total hours during the reference period (including outage hours)}}$$

- f) "Capital Cost" means as defined in the regulation 12, 25, 28, 34, 46, 54, 59, 65 and 74 for the respective renewable energy source.
- g) "CERC" means the Central Electricity Regulatory Commission;
- h) "Commission" means the Chhattisgarh State Electricity Regulatory Commission;

- i) **"Commissioning"** means testing and operation of systems and components of generating plant as may be required for successful synchronization of the generating plant. A commissioning process may be applied not only to new projects but also to existing units and systems subjected to expansion, renovation or revamping.
- j) **"Cutoff Date"** means 31st March of the year closing after one year of the year of commercial operation of the project, and in case the project is declared under commercial operation in the last quarter of a year, the cut-off date shall be 31st March of the year closing after one years of the year of commercial operation;
- k) **Control Period or Review Period** means the period during which the norms for determination of tariff specified in these regulations shall remain valid;
- l) **"Date of Commercial Operation" or "COD"** means
 - (i) in relation to a generating unit means the date declared by the generator after demonstrating the maximum continuous rating (MCR) or installed capacity (IC) at designed condition (after considering deviations in uncontrollable parameters) through a successful trial run, after notice to the beneficiary.
 - (ii) in relation to the generating station means the date of commercial operation of the last unit or block of the generating station in accordance with the clause (i) above;
- m) **"Financial Year"** means a period commencing on 1st day of April of a calendar year and ending on 31st March of the subsequent calendar year;
- n) **"Firm Power"** means any electricity supplied from and after the COD of project;
- o) **"Gross Calorific Value" or 'GCV'** in relation to a fuel used in generating station means the heat produced in KCal by complete combustion of one kilogram of solid fuel or one lit of liquid fuel or one standard cubic meter of gaseous fuel, as the case may be;
- p) **"Gross Station Heat Rate" or "GSHR"** means the heat energy input in kCal required to generate one kWh of electrical energy at generator terminals;
- q) **Hybrid Solar Thermal Power Plants** means the solar thermal power plant that uses other forms of renewable energy input sources along-with solar thermal energy for electricity generation, and wherein not less than 75% of electricity is generated from solar energy component.
- r) **"Infirm Power"** means electricity generated prior to declaration of date of commercial operation of generating station/ unit;
- s) **"Installed Capacity" or "IC"** means the summation of the name plate capacities of all the units of the generating station or the capacity of the generating station (reckoned at the generator terminals).

In case of Solar PV power projects and Floating solar projects, Installed capacity shall be sum of name plate capacities (Nominal AC power) of the inverters of the project;

t) Inter-connection Point

'Inter-connection Point' shall mean interface point of renewable energy generating facility with the transmission system or distribution system, as the case may be:

- i. in relation to wind energy projects and solar photovoltaic Projects, inter-connection point shall be line isolator on outgoing feeder on HV side of the pooling sub-station;
 - ii. in relation to small hydro power, biomass power and non fossil fuel based cogeneration power projects and solar thermal Power Projects the, inter-connection point shall be line isolator on outgoing feeder on HV side of generator transformer;
- u) "Licensee"** means a distribution licensee operating in the State;
- v) "MNRE"** means the Ministry of New & Renewable Energy of Government of India;
- w) "Maximum Continuous Rating" or "MCR"** in relation to a unit of the thermal generating station based on renewable energy source means the maximum continuous output at the generator terminals, guaranteed by the manufacturer at rated parameters;
- x) Municipal Solid Waste (MSW)** means and includes commercial and residential wastes generated in a municipal or notified areas in either solid or semi-solid form excluding industrial hazardous wastes but including treated bio-medical wastes."
- y) 'Mini/Micro Hydro'** means Hydro Power projects with a station capacity up to 100 kW for micro hydro power plants and from 101 kW & up to 2 MW for mini hydro;
- z) "Non-firm power"** means the power generated from renewable sources, the hourly variation of which is dependent upon nature's phenomenon like sun, cloud, wind, etc., that cannot be accurately predicted
- aa) "Non fossil fuel based co-generation"** means the process in which more than one form of energy (such as steam and electricity) are produced simultaneously by use of biomass provided the project may qualify to be a co-generation project if it fulfils the eligibility criteria as specified in Regulation 4.4;
- bb) "Project/Plant"** means a generating station including the evacuation system upto inter-connection point, and in case of a small hydro generating station includes all components of generating facility such as dam, intake water conductor system, power generating station and generating units of the scheme, as the case may be, as apportioned to power generation;
- cc) "Refuse Derived Fuel (RDF)"** means segregated combustible fraction of solid waste other than chlorinated plastics in the form of pellets or fluff produced by drying, de-stoning, shredding, dehydrating and compacting combustible components of solid waste that can be used as fuels;
- dd) "Renewable Energy Power Plants"** means the power plants other than the conventional power plants generating grid quality electricity from renewable energy sources as approved by MNRE;

- ee) **“Renewable Energy Sources”** means renewable sources such as hydro, wind, solar including its integration with combined cycle, biomass, bio fuel cogeneration, urban or municipal waste and other such sources as approved by the MNRE;
- ff) **“Scheduled Generation”** at any time or for any period or time block means schedule of generation in MW or MU at inter-connection point as agreed by the generator and licensee;
- gg) **‘Small hydro project’** means a hydro power project with a installed capacity of above 2 MW and upto 25 MW (including 25 MW) or as defined by the Government of India, from time to time at a single location;
- hh) **“Solar PV power”** means the Solar Photo Voltaic power project that uses sunlight for direct conversion into electricity through Photo Voltaic technology;
- ii) **“Solar Thermal power”** means the Solar Thermal power project that uses sunlight for direct conversion into electricity through Concentrated Solar Power technology based on either line focus or point focus principle;
- jj) **“State”** means the State of Chhattisgarh;
- kk) **“Tariff period”** means the period for which tariff is to be determined by the Commission on the basis of norms specified under these Regulations;
- ll) **‘Useful Life’** in relation to a unit of a generating station including evacuation system shall mean the following duration from the date of commercial operation of such generation facility, namely;
- | | |
|--|----------|
| I. Wind energy power project | 25 years |
| II. Small Hydro Plant | 40 years |
| III. Biomass power project | 25 years |
| IV. Non-fossil fuel cogeneration | 25 years |
| V. Solar PV/Solar thermal power plants | 25 years |
| VI. MSW and RDF based power project | 25 years |
| VII. Biogas based power project | 25 years |
- mm) **‘Year’** means a financial year;

2.2 Words and expressions used in these Regulations and not defined shall have the same meaning as they have in the Act and in the other Regulations made by the Commission.

3. Scope and extent of application

3.1 New Projects:

- I.** These Regulations shall apply to the Renewable Energy projects, achieving COD from April 01, 2022 to March 31, 2025 (herein after referred to as "RE projects"), located in the State and supplying entire power to distribution licensee(s) of the State on long term basis.
- II.** These Regulations shall also apply to those RE projects which fulfil the eligibility criteria specified in regulation 4.

3.2 Existing Projects:

- I. For existing biomass projects, which have achieved COD before April 01, 2012 and have long term PPA with distribution licensee for 20 years or more, the applicable tariff i.e., fixed charges, shall be governed by the Commission's order in Petition No 22 of 2011(T) and energy charges will be determined as per provisions in these regulations.
- II. Existing RE projects having long term PPA with distribution licensee of 20 years or more, which have achieved COD before March 31, 2022, applicable tariff (fixed charges) shall be governed by respective Tariff Orders as issued from time to time by the Commission for the duration of the Tariff Period whereas energy charges will be determined as per provisions in these regulations.

4. Eligibility Criteria

Following projects achieving COD after April 01, 2022 shall be eligible under these regulations:

- 4.1 Wind power project** – New wind power project(s) using new plant and machinery.
- 4.2 Hydro project** –
 - I. New Mini/Micro/Small hydro project(s) located at the sites approved by State Nodal Agency/ State Government using new plant and machinery.
 - II. Large Hydro Projects (LHP) above 25 MW.
- 4.3 Biomass power project based on Rankine cycle technology** – New biomass power project(s) using new plant and machinery based on Rankine cycle technology and using biomass fuel sources.
Provided, that use of fossil fuel shall be restricted to stipulation under Regulation 40 of these Regulations.
- 4.4 Non-fossil fuel based co-generation project** - New non-fossil fuel based co-generation project(s) shall qualify to be termed as a non-fossil fuel based co-generation project, if it is using new plant and machinery and is in accordance with the definition.
- 4.5 Solar PV, Solar Thermal Power Projects, Solar rooftop PV systems and small Solar power projects** – Projects based on Technologies approved by MNRE.
- 4.6 Municipal solid waste (MSW) based power projects** – The project shall qualify to be termed as a Municipal solid waste based power project, if it is using new plant and machinery based on Rankine cycle technology and using Municipal solid waste as fuel sources.
- 4.7 Refuse derived fuel (RDF) based power projects** – The project shall qualify to be termed as a Refuse derived fuel based power project, if it is using new plant and machinery based on Rankine cycle technology and using Refuse derived fuel as fuel sources.
- 4.8 Biogas based power project** – The project uses new plant and machinery and has a grid connected system that uses 100% biogas fired engine, coupled with biogas technology for co-digesting agriculture residues, cow dung, poultry waste, manure and other bio-waste as approved by MNRE.

Chapter 1: General Principals

5. Control Period or review Period

- 5.1** The Control Period or Review Period under these Regulations shall be of three years. First year of the Control Period shall commence from the April 01, 2022.

Provided that the tariff determined as per these Regulations for the RE projects commissioned during the Control Period, shall continue to be applicable for the entire duration of the Tariff Period as specified in Regulation 6 below.

Provided also that the Regulations for next Control Period shall be undertaken six months prior to the end of the first Control Period and in case Regulations for the next Control Period are not notified until commencement of next Control Period, the tariff norms as per these Regulations shall continue to remain in force until notification of the revised Regulations subject to adjustments as per revised Regulations.

6. Tariff Period

- 6.1** The Tariff Period for new Renewable Energy power projects will be same as their Useful Life as defined in Regulation 2 (1) (II).

- 6.2** Tariff Period under these Regulations shall be considered from the date of commercial operation of the renewable energy generating stations.

- 6.3** Tariff determined as per these Regulations shall be applicable for Renewable Energy power projects, for the duration of the Tariff Period as stipulated under Clause (6.1) and (6.2).

7. Generic Tariff

- 7.1** The Commission shall determine the generic preferential tariff in case of Small Hydro, Solar PV power project for 0.5 MW to 2 MW capacity, Biogas based power project and Co-generation power projects, at the beginning of each year of the Control period.

- 7.2** In case of delay in determination of generic tariff, the CERC tariff for the respective year shall be the provisional tariff. The difference will be adjusted accordingly.

8. Project Specific Tariff

- 8.1** Project specific tariff, on case to case basis, shall be determined by the Commission for the following types of projects:

- i. Wind energy
- ii. Hydro power plant of above 25 MW capacity
- iii. Pumped storage hydro power plants
- iv. Solar thermal
- v. Municipal Solid Waste and Refuse Derived Fuel based projects with Rankine cycle technology
- vi. Any other new renewable energy technologies approved by MNRE apart from those identified in these Regulations
- vii. Hybrid Solar Thermal Power plants
- viii. Biomass projects

- ix. Solar PV power project for above 2 MW
- x. Any generating unit/ station, commissioned by using old plant and machinery.
- xi. Any project if the licensee/developer desires for the project specific tariff

8.2 Determination of Project specific tariff for generation of electricity from such renewable energy sources shall be in accordance with terms and conditions as stipulated under relevant provisions of the regulations/orders.

Provided that norms for project-specific tariff for Hydro power plants above 25 MW capacity, shall be in accordance with applicable CSERC MYT Regulations during the control period.

8.3 Further, in case of projects which have been awarded provisional tariff before commencement of these regulations and who opt for generic tariff, payments already made to developers towards provisional tariff shall be adjusted in six equal monthly instalments after deducting the statutory charges paid to State Government.

If such project opts for project specific tariff then such revenue earned shall be set off against the capital cost incurred on the project.

8.4 The norms as specified under Chapter-2 of these Regulations, except for capital cost for the respective year of project commissioning, shall be ceiling norms.

8.5 In case of biomass projects/co-generation/biogas based power project and other projects having fuel cost component, rate of infirm power shall be Rs. 1.0 per kWh. For other projects which do not have fuel cost component, rate of infirm power shall be equal to the statutory charges such as water charges, duty and cess actually paid to State Government. Such infirm power shall qualify for renewable purchase obligations requirement of the licensee.

8.6 Petition and proceedings for determination of tariff

The Commission shall determine the generic tariff on the basis of suo-motu petition preferably at the beginning of each year of the Control period for renewable energy technologies for which norms have been specified under the Regulations.

8.7 A petition for determination of project specific tariff shall be accompanied by such fee as may be determined by relevant Regulations and shall be accompanied by

- i. Information in Forms 1.1, 1.2, 2.1 and 2.2 as the case may be, and as appended in these Regulations;
- ii. Detailed project report outlining technical and operational details, site specific aspects, premise for capital cost and financing plan, etc;
Provided that for the existing RE plants, the previous tariff order shall form the basis for capital cost and financing.
- iii. Certified copy from the practising Charter Accountant / Cost Auditor as proof of capital cost incurred towards Gross fixed Asset (GFA) clearly indicating sources of funds, debt, equity & subsidies /if any;
- iv. A Statement of all applicable terms and conditions and expected expenditure for the period for which tariff is to be determined;
- v. A statement containing full details of calculation of any subsidy and incentive received, due or assumed to be due from the Central Government and/or State Government. This statement shall also include the proposed tariff calculated without consideration of the subsidy and incentive;

- vi. Any other information that the Commission requires the Petitioner to submit for disposal of the petition;
 - vii. Technical data including data regarding CUF.
- 8.8** The proceedings for determination of tariff shall be in accordance with the Conduct of Business Regulations of this Commission.
- 8.9** Project specific tariff shall be determined for the useful life of the project and shall be levellised tariff.
- 9. Tariff Structure**
- 9.1** The tariff for renewable energy technologies shall be single-part tariff consisting of the following fixed cost components:
- I. Return on equity;
 - II. Interest on loan capital;
 - III. Depreciation;
 - IV. Interest on working capital;
 - V. Operation and maintenance expenses;
- Provided that for renewable energy technologies having fuel cost component, like biomass power projects, biogas based power project and non-fossil fuel based co-generation projects, single-part tariff with two components, viz., fixed cost component and fuel cost component, shall be determined.
- 10. Tariff Design**
- 10.1** The generic tariff shall be determined considering the year of COD of the project, on levellised basis for the Tariff period.
- Provided that for renewable energy technologies having tariff with two components, tariff shall be determined on levellised basis considering the year of COD of the project for fixed cost component while the fuel cost component shall be specified on year of operation basis.
- 10.2** For the purpose of levellised tariff computation, the discount factor equivalent to Post Tax weighted average cost of capital shall be considered.
- 10.3** Levellisation shall be carried out for the 'useful life' of the renewable energy project.
- Provided that for existing RE plants as specified in Regulation 3.2(I) and plants for which project specific tariff has been determined, no levellisation of tariff will be carried out and tariff will be specified for five years.
- 10.4** In case of solar, wind and small hydro projects which are nature dependent, any excess generation over and above normative CUF/PLF on annualized basis or the energy specified in the PPA, as the case may be, shall be purchased at 75% of the applicable tariff.
- 11. Dispatch Principles for electricity generation from Renewable Energy Sources**
- 11.1** All renewable energy power plants shall be treated as 'MUST RUN' power plants and shall not be subjected to 'merit order despatch' principles.

- 11.2** Notwithstanding anything contained in any regulation framed under the Electricity Act 2003, all renewable energy power plants except biomass power generating station, biogas based power project and non-fossil fuel based co-generation projects shall not be subjected to scheduling and deviation settlement.

Provided that in case of supply of power to multiple beneficiaries within the State, scheduling and deviation settlement shall be applicable.

Chapter 2: Financial Principals

12. Capital Cost

- 12.1** The norms for the Capital Cost as specified in the subsequent technology specific chapters shall be inclusive of all capital work including plant and machinery, civil work, erection and commissioning, financing costs, preliminary and pre-operative expenses, interest during construction, and evacuation infrastructure up to inter-connection point.

Provided that for project specific tariff determination, the generating company shall submit the break-up of capital cost items along with its petition in the manner specified under Regulation 8.

- 12.2** Capital cost for RE projects as specified for first year of control period shall remain valid for the entire duration of the control period unless reviewed by the Commission.

13. Debt Equity Ratio

- 13.1** For suo-motu determination of generic tariff, the debt equity ratio shall be considered as 70:30.

- 13.2** For project specific tariff, if the equity actually deployed is more than 30% of the capital cost, equity in excess of 30% shall be treated as normative loan.

Provided that where equity actually deployed is less than 30% of the capital cost, the actual equity shall be considered for determination of tariff;

Provided further that the debt/equity invested in foreign currency shall be denominated/ designated in Indian rupees on the date of each investment.

Provided also that debt equity ratio shall be considered after deducting the amount of grant or capital subsidy received for the project for arriving at the amount of debt and equity.

Explanation-The premium, if any, raised by the generating company, while issuing share capital and investment of internal resources created out of its free reserve, for the funding of the project, shall be reckoned as paid up capital for the purpose of computing return on equity, only if such premium amount and internal resources are actually utilised for meeting the capital expenditure of the renewable energy project.

- 13.3** The project developer shall submit the resolution of the Board of the company or approval of the competent authority in other cases regarding infusion of funds from internal resources in support of the utilization made or proposed to be made to meet the capital expenditure of the renewable energy project.

14. Loan and Finance Charges

- 14.1** For the purpose of determination of tariff, loan tenure of 15 years shall be considered.

14.2 The loans arrived at in the manner indicated above shall be considered as gross normative loan for calculation of interest on loan. The normative loan outstanding as on April 1st of every year shall be worked out by deducting the cumulative repayment up to March 31st of previous year from the gross normative loan.

14.3 For the purpose of computation of tariff, the normative interest rate of two hundred (200) basis points above the average State Bank of India Marginal Cost of Funds based Lending Rate (MCLR) (one year tenor) prevalent during the last available six months shall be considered.

14.4 Notwithstanding any moratorium period availed by the generating company, the repayment of loan shall be considered from the first year of commercial operation of the project and shall be equal to the annual depreciation allowed.

Provided that the existing biomass plants having power purchase agreement (PPA) with State DISCOM for which the Commission have determined preferential tariff opt for the project specific tariff, loan and finance charges will be considered as specified in the relevant orders.

15. Depreciation

15.1 The value base for the purpose of depreciation shall be the Capital Cost of the asset admitted by the Commission. The Salvage value of the asset shall be considered as 10% and depreciation shall be allowed up to maximum of 90% of the Capital Cost of the asset.

15.2 The depreciation rate for the first 15 years of the Tariff Period shall be 4.67% per annum and the remaining depreciation shall be spread over the remaining useful life of the project from 16th year onwards on 'Straight Line Method'.

15.3 Depreciation shall be chargeable from the first year of commercial operation.

Provided that for determination of project specific tariff, in case of commercial operation of the project for part of the year, depreciation shall be computed on *pro rata* basis.

16. Return on Equity

16.1 The value base for the equity shall be 30% of the capital cost or actual equity (in case of project specific tariff determination) as determined under Regulation 13.

16.2 The normative Return on Equity shall be 14%, to be grossed up by prevailing Minimum Alternate Tax (MAT) as on 1st April of previous year for the entire useful life of the project.

Provided that the existing biomass plants having power purchase agreement (PPA) with State DISCOM for which the Commission have determined preferential tariff opt for the project specific tariff or the beneficiary/licensee opt for project specific tariff, return on equity will be considered as specified in the relevant orders read with provisions specified in Regulation 3 of these Regulations.

17. Interest on Working Capital

17.1 The Working Capital requirement in respect of wind energy projects, small hydro power, solar PV and Solar thermal power projects shall be computed as per following:

- I. Operation & Maintenance expenses for one month;

- II. Receivables equivalent to 30 days of energy charges for sale of electricity calculated on the normative CUF;
- III. Maintenance spare @ 15% of operation and maintenance expenses

The Working Capital requirement in respect of biomass power projects, biogas based power project, non-fossil fuel based co-generation projects, Municipal Solid Waste and Refuse Derived Fuel projects shall be computed as per following:

- I. Fuel costs for four months equivalent to normative PLF;
- II. Operation & Maintenance expense for one month;
- III. Receivables equivalent to 30 days of fixed and variable charges for sale of electricity calculated on the target PLF;
- IV. Maintenance spare @ 15% of operation and maintenance expenses

- 17.2 Interest on Working Capital shall be at interest rate equivalent to the normative interest rate of three hundred fifty (350) basis points above the average State Bank of India MCLR (One Year Tenor) prevalent during the last available six months for the determination of tariff.

18. Operation & Maintenance Expenses

- 18.1 'Operation and Maintenance or O&M expenses' shall comprise repair and maintenance (R&M), establishment including employee expenses, and administrative and general expenses including insurance.
- 18.2 O&M expenses shall be determined for the Tariff Period based on normative O&M expenses specified by the Commission subsequently in these Regulations for the first Year of Control Period.
- 18.3 Normative O&M expenses allowed during first year of the control Period (i.e. FY 2022-23) under these Regulations shall be escalated at the rate of 3.84% per annum over the Tariff Period.

19. Rebate

- 19.1 For payment of bills of the generating company through letter of credit, a rebate of 2% shall be allowed.
- 19.2 Where payments are made other than through letter of credit within a period of one month of presentation of bills by the generating company, a rebate of 1% shall be allowed.

20. Late payment surcharge

- 20.1 In case the payment of any bill for charges payable under these regulations is delayed beyond a period of 30 days from the date of billing, a late payment surcharge shall be levied by the generating company as per relevant orders or regulations issued by the Commission.

21. Norms of Operation and Parameters to be Ceiling Norms:

- 21.1 Norms and parameters specified in these regulations are the ceiling norms and shall not preclude the project developer or the beneficiary from agreeing to the improved norms of operation and in case the improved norms are agreed to, such improved norms/parameters shall be applicable for determination of project specific tariff.

22. Subsidy or incentive by the Central/State Government

- 22.1** The Commission shall take into consideration any capital subsidy/ incentive/grant offered by the Central or State Government, including accelerated depreciation benefit if availed by the generating company, for the renewable energy power plants while determining the project specific tariff under these Regulations.

Provided further that in case any Central Government or State Government notification specifically provides for any Generation based Incentive over and above tariff, the same shall not be factored in while determining Tariff.

23. Cess, Duties and Water charges/statutory charges

- 23.1** Tariff determined under these regulations shall be exclusive of cess and duties on generation, auxiliary consumption and sale of electricity as may be levied by the appropriate Government.

Provided that the cess and duties levied by the appropriate Government shall be allowed as pass through on actual incurred basis.

In case of hydro projects, water charges as levied by the State Government shall not be included in the tariff. It is to be paid separately and shall be pass through on actual incurred basis.

24. Sharing of CDM Benefits

- 24.1** The projects for which the Commission has determined project specific tariff, the proceeds of carbon credit from approved CDM project shall be shared between generating company and concerned beneficiaries in the following manner, namely

100% of the gross proceeds on account of CDM benefit to be retained by the project developer in the first year after the date of commercial operation of the generating station;

In the second year, the share of the beneficiaries shall be 10% which shall be progressively increased by 10% every year till it reaches 50%, where after the proceeds shall be shared in equal proportion, by the generating company and the beneficiaries.

Chapter 3: Technology specific parameters for Wind energy Projects**25. Capital Cost**

- 25.1** The capital cost for wind energy project shall include Wind turbine generator including its auxiliaries, land cost, site development charges and other civil works, transportation charges, evacuation cost up to inter-connection point, financing charges and IDC.

- 25.2** The Commission shall determine only project specific tariff and capital cost shall be based on prevailing market trends for wind energy project.

26. Capacity Utilisation Factor (CUF)

26.1 CUF norms for this control period shall be as follows;

Annual Mean Wind Power Density (W/M²)	CUF
Upto 220	22%
221-275	24%
276-330	28%
331-440	33%
>440	35%

26.2 The annual mean wind power density specified in Regulation 26.1 above shall be measured at 100 meter hub-height.

26.3 For the purpose of classification of wind energy project into particular wind zone class, as per MNRE guidelines for wind measurement, wind mast either put-up by NIWE or a private developer and validated by NIWE would be normally extended 10 km from the mast-point to all directions for uniform terrain and limited to appropriate distant in complex terrain with regard to complexity of the site. Based on such validation by NIWE, State Nodal Agency should certify zoning of the proposed wind farm complex.

27. Operation and Maintenance Expenses

27.1 The Commission shall determine only Project Specific O&M Expenses based on the prevailing market information.

Chapter 4: Technology specific parameters for Small Hydro Projects**28. Capital Cost**

28.1 The normative capital cost for hydro projects during first year of the control period (i.e. year 2022-23) shall be as follows;

Project Size	Capital Cost (Rs. Lakh/MW)
up to 5 MW	970.20
above 5 MW to 25 MW	882.00

This also includes the cost of laying of distribution/transmission lines for evacuation of power.

28.2 Capital cost for Small Hydro Plants, achieved COD before April01, 2012 will be governed through respective approved Orders of the Commission.

29. Capacity Utilisation Factor (CUF)

29.1 For determination of generic tariff, capacity utilisation factor for hydro projects shall be 30%. For project specific tariff, CUF shall be determined by the Commission on case to case basis.

30. Auxiliary Consumption

30.1 Normative Auxiliary Consumption for the hydro projects shall be 1.5%.

31. Operation & Maintenance Expenses

- 31.1** Normative O&M expenses for the first year of the control period (i.e. FY 2022-23) shall be as follows:

Project Size	O&M Expense (Rs. Lakh/MW)
up to 5 MW	37.61
Above 5 MW up to 10 MW	32.98
Above 10 MW up to 25 MW	27.24

- 31.2** Normative O&M expenses allowed under these Regulations shall be escalated at the rate of 3.84% per annum for the Tariff Period for the purpose of determination of tariff.

32. Tariff for Mini/Micro Hydro Projects

- 32.1** Tariff for Mini/Micro Hydro Projects shall be higher by Rs 0.50/kWh or such other higher amount as may be stipulated by Commission from time to time over and above the generic tariff applicable for Hydro Projects as decided by the Commission. However this will not be applicable for the developers/licensee opts for project specific tariff and on canal based projects.

Chapter 5: Technology specific parameters for Biomass Power Projects based on Rankine Cycle Technology

33. Technology Aspect

- 33.1** The norms for tariff determination specified hereunder are for biomass power projects based on Rankine cycle technology application using water cooled condenser.

34. Capital Cost and Capital Cost Indexation Mechanism

- 34.1** The Commission shall determine only project specific capital cost and tariff based on prevailing market trends for biomass energy project.

35. Plant Load Factor

- 35.1** For the purpose of determination of tariff, the Plant Load Factor shall be considered as 80%.

36. Auxiliary Consumption

- 36.1** The auxiliary power consumption shall be considered as 10% for the determination of tariff.

37. Station Heat Rate

- 37.1** The station heat rate for the biomass power projects shall be 4000 kcal/kWh.

38. Operation and Maintenance Expenses

- 38.1** Normative O&M expenses for the first year of the control period (i.e., FY 2022-23) shall be Rs. 50.05 Lakh per MW.

38.2 Normative O&M expenses allowed at the commencement of the tariff Period shall be escalated at the rate of 3.84% per annum for the subsequent years of the control period.

39. Fuel

39.1 The biomass power plant shall be designed in such a way that it uses different types of non-fossil fuels available within the vicinity of biomass power project such as crop residues, agro-industrial residues, forest residues etc. and other biomass fuels as may be approved by MNRE.

39.2 The Biomass Power Generating Companies shall ensure fuel management plan to ensure adequate availability of fuel to meet the respective project requirements and submit to the beneficiary.

40. Use of Fossil Fuel – Fuel Mix

40.1 The use of fossil fuels shall not be allowed.

Provided that for the biomass power projects commissioned on or before 31.03.2022, the use of fossil fuels to the extent of 15% or as prescribed by MNRE in terms of calorific value on annual basis shall be allowed for the tariff period from the date of COD.

41. Monitoring Mechanism for the use of fossil/biomass fuel

41.1 The project developer shall furnish a monthly fuel procurement statement and monthly fuel usage statement duly certified by Chartered Accountant/Cost Accountant to the beneficiary, with complete details as may be required to the satisfaction of the beneficiary, with whom the power purchase agreement has been made (with a copy to appropriate agency i.e. CREDA appointed by the Commission for the purpose of monitoring the fossil and non-fossil fuel consumption) for each month, along with the monthly energy bill. The statement shall cover details such as –

- i. Sources of fuel procurement
- ii. Opening fuel stock quantity (in tonnes), for each type of fuel,
- iii. Receipt of fuel quantity (in tonnes) at the power plant site for each type of fuel during the month,
- iv. Quantity of fuel (in tonnes) for each fuel type (biomass fuels and fossil fuels) consumed during the month for power generation purposes,
- v. Closing fuel stock quantity (in tonnes) for each fuel type (biomass fuels and fossil fuels) available at the power plant site at the end of the month,
- vi. Cumulative quantity (in tonnes) of each fuel type (biomass and fossil fuel) procured till the end of that month during the financial year,
- vii. Cumulative quantity (in tonnes) for each fuel type (biomass and fossil fuel) consumed till end of that month during the financial year),
- viii. Actual (gross and net) energy generation (denominated in lakh of units) during the month,
- ix. Cumulative actual (gross and net) energy generation (denominated in lakh of units) until the end of that month during the financial year,

- 41.2** In case designated agency is satisfied, that the generator has reached to a stage whereby compliance of the fuel mix criterion on annualised basis (financial year) is not possible, it will intimate to the concern beneficiaries and generators with details of such conclusions. Thereafter beneficiary shall issue notice to the generator with reasons and instead of paying the preferential tariff, shall deal with the issue in accordance to express provisions given in Regulations 41.3. Appropriate mechanism shall be incorporated in the power purchase agreement between the parties with due approval of the Commission for the compliance of fuel mix ratio as prescribed by MNRE.
- 41.3** Non-compliance with the condition of fossil fuel usage by the project developer (achieved CoD before and after April 01, 2022), during any financial year, shall render such biomass power project to be ineligible to avail preferential tariff determined as per these Regulations in the year of default during such financial year when such default occurs. However, such defaulting Biomass Power Project shall continue to sell power to concern distribution licensee even during the period of default. The rate of supply to distribution licensee will be weighted average pooled price at which the distribution licensee has purchased the electricity including cost of self generation, if any, (in the defaulting year of biomass plant) from all the long-term and short-term energy suppliers, but excluding those based on renewable energy sources, as the case may be, for the entire year of default and additional payment arrived to such power project will be adjusted in future bills in six equal monthly instalments.
- 42. Power to require statistics & returns by Monitoring agency**
- 42.1** The Chhattisgarh Renewable Energy Development Agency (CREDA) shall be responsible for monitoring compliance of fuel mix ratio of biomass projects.
- 42.2** CREDA shall also maintain such data, including technical and commercial details (including year of CoD, prescribed fuel mix ratio, source of fuel etc.) of biomass projects in the State and shall make the data available in the public domain by publishing the same on its website with quarterly updation.
- 42.3** The project developer shall submit the information to CREDA as required under Regulation 41 in the format as specified in schedule format 3.1 and 3.2.
- 42.4** CREDA shall submit an annual report on an affidavit duly notarised, for the entire financial year to the Commission for each biomass power plant (achieved CoD before and after April 01, 2012) on the use of fossil fuel and biomass fuel by the biomass based plant during the preceding year, by the end of April every year.
- 42.5** CREDA shall also submit the same annual report (as mentioned in Regulation 42.4) for the entire financial year to the beneficiary for each biomass power plant (achieved CoD before and after April 01, 2012) on the use of fossil fuel and biomass fuel by the biomass based plant during the preceding year, by the end of April every year. Non-compliance of the stipulation with regard to use of fossil fuel by any generating plant and use of such fuel in excess of the specified percentage during any financial year shall render the plant to be treated as any other thermal generator and all benefits given to such plants including tariff, as renewable energy source shall stand withdrawn. Beneficiary shall issue notice to such generators for non compliance with regard to usage of fossil fuel and instead of paying the preferential tariff, shall deal with the issue in accordance to express provisions given in Regulations 41.3.

Also project developer shall submit documents related to long term fuel supply arrangement to the beneficiary as well as to the CREDA.

43. Calorific Value

43.1 The average Calorific Value of the biomass fuel(s) used for the purpose of determination of tariff for biomass power projects shall be 3100 kcal/kg.

44. Fuel Cost

44.1 Biomass fuel price for the 1st year of the control period (i.e. FY 2022-23) shall be Rs. 3922 per MT.

44.2 Biomass fuel price shall be escalated at 5% to arrive at the base price for subsequent years of the Control Period.

Chapter 6: Technology specific parameters for Non-fossil fuel based Cogeneration Projects

45. Technology Aspect

45.1 A project shall qualify as a non-fossil fuel based co-generation project, if it is in accordance with the eligibility criteria as specified under Regulation 4.4.

46. Capital Cost

46.1 The normative capital cost for the non-fossil fuel based co-generation projects shall be considered as Rs. 492 Lakh/MW for the first year of the Control Period (i.e. FY 2022-23).

47. Capacity Utilization Factor

47.1 For the purpose of determining fixed charge, the plant load factor for non-fossil fuel based co-generation projects shall be computed on the basis of plant availability for number of operating days considering operations during crushing season and off-season as specified under Regulation 47.2 below and load factor of 92%.

47.2 The number of operating days shall be as follows:

Operating Days	Plant Load Factor (%)
90 days (crushing)+ 60 days (off-season) = 150 days operating days	38%

48. Auxiliary Consumption

48.1 The auxiliary power consumption shall be 8.5% for determination of tariff.

49. Station Heat Rate

49.1 The station heat rate of 3600 kcal/kWh for the power generation component alone shall be considered for computation of tariff for non-fossil fuel based co-generation projects.

50. Calorific Value

- 50.1** The Gross Calorific Value for bagasse shall be considered as 2250 kcal/kg. For the use of biomass fuels other than bagasse, calorific value as specified under Regulation 43 shall be applicable.

51. Fuel Cost

- 51.1** The price of bagasse shall be Rs 2507 per MT during first year of the tariff Control Period (i.e. FY 2022-23) and thereafter shall be escalated to 5% for the base price for subsequent years during the control period.
- 51.2** For use of biomass other than bagasse in co-generation projects, the biomass prices as specified under Regulation 44 shall be applicable.
- 51.3** For the purpose of determining levelled tariff, a normative escalation factor of 5% per annum shall be applicable on bagasse prices.

52. Operation and Maintenance Expenses

- 52.1** Normative O&M expenses for the first year of the tariff period (i.e. FY 2022-23) shall be Rs.27.40 Lakh per MW.
- 52.2** Normative O&M expenses allowed at the commencement of the tariff Period under these Regulations shall be escalated at the rate of 3.84% per annum.

Chapter 7: Technology specific parameters for Solar PV Power Projects**53. Technology Aspects**

- 53.1** Norms for Solar Photovoltaic (PV) power under these Regulations shall be applicable grid connected PV systems that directly convert solar energy into electricity and are based on the technologies such as crystalline silicon or thin film etc. as may be approved by MNRE.
- 53.2** The Commission shall determine generic tariff for the solar PV plants of capacity 0.5 MW to 2 MW and project specific tariff for the solar PV plants of 2 MW capacity.

54. Capital Cost

- 54.1** The normative capital cost for setting up Solar Photovoltaic Power Project of capacity 0.5 MW to 2 MW shall be considered as Rs. 4.5 crore per MW for the first year of the control period (i.e. FY 2022-23).
- 54.2** Capital cost for Solar PV power projects, achieved COD before April 01, 2022 will be governed through respective approved Orders of the Commission till the currency of the Order.

55. Capacity Utilisation Factor

- 55.1** The Capacity utilisation factor for Solar PV project shall be 19%. Provided that the Commission may deviate from above norm in case of project specific tariff determination in pursuance of Regulation 7 and Regulation 8.

56. Operation and Maintenance Expenses

- 56.1** The O&M Expenses shall be Rs. 8.12 Lakh/MW for the 1st year of operation.
- 56.2** Normative O&M expenses allowed at the commencement of the tariff Period under these Regulations shall be escalated at the rate of 3.84% per annum.

57. Auxiliary Consumption

- 57.1** The auxiliary consumption factor shall be 0.25% of gross generation.
Provided that the Commission may deviate from the above norm in case of project specific tariff determination in pursuance of Regulation 7 and Regulation 8.

Chapter 8: Technology specific parameters for Solar Thermal Power Projects**58. Technology Aspects**

- 58.1** Norms for Solar thermal power under these Regulations shall be applicable for Concentrated solar power (CSP) technologies viz. line focusing or point focusing, as may be approved by MNRE, and uses direct sunlight, concentrating it several times to reach higher energy densities and thus higher temperatures whereby the heat generated is used to operate a conventional power cycle to generate electricity.

59. Capital Cost

- 59.1** The Commission shall determine only project specific capital cost and tariff based on prevailing market trends for Solar Thermal project.

60. Capacity Utilisation Factor

- 60.1** The Capacity utilisation factor for Solar Thermal project shall be 23%. Provided that the Commission may deviate from the above norm in case of project specific tariff determination in pursuance of Regulation 7 and Regulation 8.

61. Operation and Maintenance Expenses

- 61.1** The Commission shall determine only project specific O&M expenses based on prevailing market trends for Solar Thermal project.

62. Auxiliary Consumption

- 62.1** The auxiliary consumption factor shall be 10%.
Provided that the Commission may deviate from the above norm in case of project specific tariff determination in pursuance of Regulation 7 and Regulation 8

63. Hybrid Solar Thermal Power Plants

- 63.1** The capital cost, auxiliary consumption factor, capacity utilization factor, O&M expenses and other relevant parameters for hybrid solar thermal power plants shall be decided by the Commission on case to case basis.

Chapter 9: Technology specific parameters for MSW and RDF Projects based on Rankine Cycle Technology

64. Technology Aspect

- 64.1** The norms for tariff determination specified hereunder are for power projects which use municipal solid waste (MSW) and refuse derived fuel (RDF) and are based on Rankine cycle technology application, combustion or incineration, Bio-methanation, Pyrolysis and High end gasifier technologies.

65. Capital Cost

- 65.1** The Commission shall determine only project specific capital cost and tariff based on prevailing market trends for MSW/RDF projects.

66. Capacity Utilization Factor

- 66.1** Threshold Plant Load Factor for determining fixed charge component of Tariff shall be:

- a) During Stabilisation: 65%
- b) During the remaining period of the first year (after stabilization): 65%
- c) From 2 Year onwards: 75% for MSW based technologies and 80% for RDF based technologies.

- 66.2** The stabilisation period shall not be more than 6 months from the date of commissioning of the project.

67. Auxiliary Consumption

- 67.1** The auxiliary power consumption for the power projects which use municipal solid waste and refuse derived fuel shall be 15%.

68. Station Heat Rate

- 68.1** The Station Heat Rate for power projects which use municipal solid waste and refuse derived fuel shall be 4200 kcal/kWh.

69. Operation and Maintenance Expenses

- 69.1** The Commission shall determine only project specific O&M expenses based on prevailing market trends for MSW/RDF projects.

70. Calorific Value

- 70.1** The Calorific Value of the municipal solid waste and refuse derived fuel used for the purpose of determination of tariff shall be at 2500 kcal/Kg.

71. Fuel Cost

- 71.1** Refuse derived fuel (RDF) price during FY 2022-23 shall be Rs 2297.888 per MT. For each subsequent year of the Tariff Period, the normative escalation factor of 5% per annum shall be applicable at the option of the refuse derived fuel (RDF) project developer. No fuel cost shall be considered for determination of tariff for the power projects using municipal solid waste (MSW).

72. Monitoring Mechanism for the use of MSW/RDF

72.1 The project developer shall furnish a monthly fuel procurement statement and monthly fuel usage statement duly certified by Chartered Accountant to the beneficiary licensee, with complete details as may be required to the satisfaction of the beneficiary licensee, with whom the power purchase agreement has been made (with a copy to appropriate agency i.e. CREDA for the purpose of monitoring MSW/RDF consumption) for each month. The statement shall cover details such as

- i. Opening fuel stock quantity (in tonnes), for each type of fuel,
- ii. **Receipt of fuel quantity (in tonnes) at the power plant site for each type of fuel during the month,**
- iii. Quantity of fuel (in tonnes) for each fuel type consumed during the month for power generation purposes,
- iv. Closing fuel stock quantity (in tonnes) for each fuel type available at the power plant site at the end of the month,
- v. Cumulative quantity (in tonnes) of each fuel type procured till the end of that month during the financial year,
- vi. Cumulative quantity (in tonnes) for each fuel type consumed till end of that month during the financial year,
- vii. Actual (gross and net) energy generation (denominated in lakh of units) during the month,
- viii. Cumulative actual (gross and net) energy generation (denominated in lakh of units) until the end of that month during the financial year,

72.2 Non compliance of the above provisions to be brought to the notice of the Commission. Appropriate mechanism shall be incorporated in the power purchase agreement between the parties with due approval of the Commission for the compliance of uses of MSW/RDF fuel.

72.3 Non-compliance with the condition of MSW/RDF usage by the project developer, during any financial year, shall render such waste to energy project to be ineligible to avail preferential tariff determined as per these Regulations in the year of default during such financial year when such default occurs. However, such defaulting waste to energy project shall continue to sell power to concern distribution licensee even during the period of default. The rate of supply to distribution licensee will be weighted average pooled price at which the distribution licensee has purchased the electricity including cost of self generation, if any, (in the defaulting year of waste to energy project plant) from all the long-term and short-term energy suppliers, but excluding those based on renewable energy sources, as the case may be, for the entire year of default and additional payment arrived to such power project will be adjusted in future bills in six equal monthly instalments.

73. Power to require statistics & returns by Monitoring agency

73.1 The Chhattisgarh Renewable Energy Development Agency (CREDA) shall be responsible for monitoring compliance of fuel these projects.

73.2 CREDA shall also maintain such data, including technical and commercial details (including year of COD, uses of fuel), source of fuel etc.) of waste to energy projects

in the State and shall make the data available in the public domain by publishing the same on its website with quarterly updation.

- 73.3** The project developer shall submit the information to CREDA as required under Regulation 72 in the format as designed by CREDA.
- 73.4** CREDA shall submit an annual report on an affidavit duly notarised, for the entire financial year to the Commission for each waste to energy plant on the use of MSW/RDF fuel during the preceding year, by the end of April every year. CREDA shall also submit the same annual report for the entire financial year to the beneficiary distribution licensee.

Chapter 10: Technology specific parameters for Biogas based Power Projects

74. Capital Cost

- 74.1** Normative capital cost for biogas-based power projects shall be Rs.1186 lakh per MW for first year of the Control Period i.e. financial year 2022-23.
After taking into account of capital subsidy net project cost shall be Rs. 886 Lakh per MW.

75. Plant Load Factor

- 75.1** Plant load factor shall be considered as 90% for determination of tariff.

76. Auxiliary Consumption

- 76.1** The auxiliary consumption shall be considered as 12% for determination of tariff.

77. Operation and Maintenance Expenses

- 77.1** Normative O&M expenses for the first year of the Control Period i.e. financial year 2022-23 shall be Rs. 66.1 lakhs per MW.
- 77.2** Normative O&M expenses allowed at the commencement of the tariff Period shall be escalated at the rate of 3.84% per annum for the subsequent years of the control period.

78. Specific Fuel Consumption

- 78.1** Normative specific fuel consumption shall be 3 kg of substrate mix per kWh.

79. Fuel Cost (Feed stock Price)

- 79.1** Feed stock price during first year of the Control Period i.e., financial year 2022-23 shall be Rs. 2000 per MT and shall be escalated at the rate of 5% per annum to arrive at the base price for subsequent years of the Control Period, unless specifically reviewed by Commission. For the purpose of determining levelized tariff, a normative escalation factor of 5% per annum shall be applicable.

Chapter 11: Miscellaneous

80. Deviation from norms

- 80.1 Tariff for sale of electricity by the generating company may also be determined in deviation from the norms specified in these Regulations subject to the conditions that the reasons for deviation from the norms specified under these Regulations shall be recorded in writing.

81. Power to Relax

- 81.1 The Commission may by general or special order, for reasons to be recorded in writing, and after giving an opportunity of hearing to the parties likely to be affected may relax any of the provisions of these Regulations on its own motion or on an application made before it by an interested person.

82. Power to remove difficulties

- 82.1 If any difficulty arises in giving effect to these Regulations, the Commission may, of its own motion or otherwise, by an order and after giving a reasonable opportunity to those likely to be affected by such order, make such provisions, not inconsistent with these regulations, as may appear to be necessary for removing the difficulty.

**Form-1.1. Template for (Wind Power / Small Hydro Project / Solar PV / Solar thermal):
Parameter Assumptions**

S. No.	Assumption Head	Sub-Head	Sub-Head (2)	Unit	Parameter Values
1	Power Generation				
		Capacity			
			Installed Power Generation Capacity	MW	
			Capacity Utilization Factor	%	
			Commercial Operation Date	mm/yyyy	
			Useful Life	Years	
2	Project Cost				
		Capital Cost / MW			
			Normative Capital Cost	Rs. lakh /MW	
			Capital Cost	Rs. Lakh	
			Capital Subsidy, if any	Rs. Lakh	
			Net Capital cost	Rs. Lakh	
3	Financial Assumptions				
			Tariff period	years	
		Debt:Equity			
			Debt	%	
			Equity	%	
			Total Debt Amount	Rs. Lakh	
			Total Equity Amount	Rs. Lakh	
		Debt component			
			Loan amount	Rs. Lakh	
			Moratorium Period	years	
			Repayment period (incl'd Moratorium)	Years	
			Interest Rate	%	
		Equity component			
			Equity amount	Rs. Lakh	
			Return on Equity for first 10 years	% p.a.	
			Return on Equity 11th year onwards	% p.a.	
		Depreciation			
			Depreciation rate for first 12 years	%	
			Depreciation rate 13th year onwards	%	
4	Operation & Maintenance				
		Normative O&M expense		Rs. Lakh / MW	
		O&M expenses per annum		Rs. Lakh	
		Escalation factor for O&M expenses		%	
5	Working Capital				
		O&M expense		Months	
		Maintenance Spare	(% of O&M expenses)	%	
		Receivables		Months	
		Interest on working capital		% p.a.	

Form 1.2: Template for (Wind Power / Small Hydro Project / Solar PV / Solar thermal): Determination of Tariff Components

Units Generation	Unit	Year-1	Year-2	Year-3	Year-4	Year-5
Installed capacity	MW					
Net Generation	MU					
Tariff Components (Fixed charge)	Unit	Year-1	Year-2	Year-3	Year-4	Year-5
O&M Expenses	Rs. Lakh					
Depreciation	Rs. Lakh					
Interest on term loan	Rs. Lakh					
Interest on working capital	Rs. Lakh					
Return on Equity	Rs. Lakh					
Total Fixed cost	Rs. Lakh					
Per Unit Tariff Components	Unit	Year-1	Year-2	Year-3	Year-4	Year-5
PU O&M Expenses	Rs./kWh					
PU Depreciation	Rs./kWh					
PU Interest on term loan	Rs./kWh					
PU Interest on working capital	Rs./kWh					
PU Return on Equity	Rs./kWh					
PU Tariff Components	Rs./kWh					

Form 2.1: Template for (Biomass power , Biogas Based Power Project, Municipal Solid Waste, Refuse Derived Fuel or Non-fossil fuel based Cogen): Parameter Assumptions

Form 2.1: Template for (Biomass power , Municipal Solid Waste, Refuse Derived Fuel or Non-fossil fuel based Cogen): Parameter Assumptions					
S. No.	Assumption Head	Sub-Head	Sub-Head (2)	Unit	Parameter Values
1	Power Generation	Capacity	Installed Power Generation Capacity	MW	
			Auxiliary Consumption factor	%	
			PLF during first six months of COD	%	
			PLF in next six months upto one year of COD	%	
			PLF from 2nd Year of COD onwards	%	
			Commercial Operation Date	mm/yyyy	
			Useful Life	Years	
2	Project Cost	Capital Cost / MW	Normative Capital Cost	Rs. Lakh / MW	
			Capital Cost	Rs. Lakh	
			Capital Subsidy, if any	Rs. Lakh	
			Net Capital cost	Rs. Lakh	
3	Financial Assumptions		Tariff period	years	
		Debt Equity	Debt	%	
			Equity	%	
			Total Debt Amount	Rs. Lakh	
			Total Equity Amount	Rs. Lakh	
		Debt component	Loan amount	Rs. Lakh	
			Moratorium Period	years	
			Repayment period (incl. Moratorium)	Years	
			Interest Rate	%	
		Equity component	Equity amount	Rs. Lakh	
			Return on Equity for first 10 years	% p.a.	
			Return on Equity 11th year onwards	% p.a.	
		Depreciation	Depreciation rate for first 12 years	%	
			Depreciation rate 13th year onwards	%	
4	Operation & Maintenance	Normative O&M expense		Rs. Lakh / MW	
		O&M expenses per annum		Rs. Lakh	
		Escalation factor for O&M expenses		%	
5	Working Capital	O&M expense		Months	
		Maintenance Spare	(% of O&M expenses)	%	
		Receivables		Months	
		Biomass stock		Months	
		Municipal Solid Waste Stock		Months	
		Refused Derived Fuel Stock		Months	
		Interest on working capital		% p.a.	
6	Fuel related assumptions	Station Heat Rate	During stabilisation	kcal/kWh	
			Post stabilisation	kcal/kWh	
		Fuel types & mix	Biomass fuel type-1	%	
			Biomass fuel type-2	%	
			Municipal Solid Waste Fuel	%	
			Refuse Derived Fuel	%	
			Fossil Fuel (coal)	%	
			GCV of Biomass fuel type-1	kCal/kg	
			GCV of Biomass fuel type-2	kCal/kg	
			GCV of Municipal Solid Waste Fuel	kCal/kg	
			GCV of Refuse Derived Fuel	kCal/kg	
			GCV of fossil fuel (coal)	kCal/kg	
			Biomass Price (fuel type-1): Yr-1	Rs./MT	
			Biomass Price (fuel type-2):Yr-1	Rs./MT	
			Municipal Solid Waste Price / year-1	Rs./MT	
			Refuse Derived Fuel Price/ year-1	Rs./MT	
			Fossil Fuel price (coal): Yr-1	Rs./MT	
			Fuel price escalation factor	% p.a.	

Form2.2: Template for (Biomass power, Biogas Based Power Project, Municipal Solid Waste, Refuse Derived Fuel or Non-fossil fuel based Cogen): Determination of Tariff Components

Form2.2: Template for (Biomass power, Municipal Solid Waste, Refuse Derived Fuel or Non-fossil fuel based Cogen): Determination of Tariff Components						
Units Generation	Unit	Year-1	Year-2	Year-3	Year-4	Year-5
Installed capacity	MW					
Net Generation	MU					
Tariff Components (Fixed charge)	Unit	Year-1	Year-2	Year-3	Year-4	Year-5
O&M Expenses	Rs. Lakh					
Depreciation	Rs. Lakh					
Interest on term loan	Rs. Lakh					
Interest on working capital	Rs. Lakh					
Return on Equity	Rs. Lakh					
Total Fixed cost	Rs. Lakh					
Tariff Components (Variable charge)	Unit	Year-1	Year-2	Year-3	Year-4	Year-5
Biomass fuel type-1	Rs. Lakh					
Biomass fuel type-2	Rs. Lakh					
Fossil fuel (coal)	Rs. Lakh					
Municipal Solid Waste	Rs. Lakh					
Refuse Derived Fuel	Rs. Lakh					
Sub total (Fuel costs)	Rs. Lakh					
Fuel cost allocable to power	%					
Total Fuel costs	Rs. Lakh					
Per Unit Tariff Components (Fixed)	Unit	Year-1	Year-2	Year-3	Year-4	Year-5
PU O&M Expenses	Rs./kWh					
PU Depreciation	Rs./kWh					
PU Interest on term loan	Rs./kWh					
PU Interest on working capital	Rs./kWh					
PU Return on Equity	Rs./kWh					
PU Tariff Components (Fixed)	Rs./kWh					
PU Tariff Components (Variable)	Rs./kWh					
PU Tariff Components (Total)	Rs./kWh					

Sources of Power :

1..... 3..... 4.....

[illegible]

Form 3.2 : Monthly Fuel Usage Statement (2/2)

Monthly Update

Name of the Project

(Location, District)

CREDA / Utility Ref. No.

Installed Capacity (MW)

Date of Commissioning

FY:

Statement Date

Project Code

Sl. No.	Month	Biomass Fuel-1 Consumptions (in tonnes)			Biomass Fuel-2 Consumptions (in tonnes)			Biomass Fuel-3 Consumptions (in tonnes)			Biomass Fuel-4 Consumptions (in tonnes)		
		Openin g stock	Receive d at power plant site	Closing stock	Openin g stock	Received at power plant site	Closing stock	Openin g stock	Received at power plant site	Closing stock	Openin g stock	Received at power plant site	Closing stock
1	2	3	4	5	7	8	9	11	12	13	15	16	17
1.	April												
2.	May												
3.	June												
4.	July												
5.	August												
6.	September												
7.	October												
8.	November												
9.	December												
10.	January												
11.	February												
12.	March												